Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 1

Metodología & Alcance del Modelo.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

METODOLOGÍA Y ALCANCE DEL MODELO

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y de la situación socioeconómica y política.

Existen básicamente dos tipos de métodos para pronosticar la demanda de la energía eléctrica, (métodos analíticos y econométricos). Todos requieren de información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de las ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en los análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, en que se determinan los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo típico de energía eléctrica, por hogar.

Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detallada, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones de corto plazo. Por ejemplo, la “Encuesta de Hogares”, realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República (CGR), con el fin de proveer la base estadística necesaria, para caracterizar la demanda de empleo, es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización de electricidad, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica.

Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE)[1], la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA prefirió diseñar en una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.[2]

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los años 2005-2007, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98%. Para los años 2008- 2009 este nivel de confianza disminuyo a un promedio no mayor de 96%.

Para seguidamente, en el año 2010, el error de predicción en energía y potencia se acercó al 4%, los datos reales del 2011 presentan desviaciones menores de 0.5% con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelente. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.

El análisis de confianza para último año analizado con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presenta cifras hasta el primer semestre del año 2014, confirma una capacidad predictiva no menor de 96.5%.

[1] Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.

[2] Este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.

Fundamentos Teóricos.

La regresión lineal múltiple se puede definir como una función estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

Y= fLineal (X) = X ß

Y= Variable explicada

X= Variable explicativa

ß = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron las hipótesis estadísticas que se quieren aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. En el segundo paso, se tradujeron estas hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon los parámetros de regresión respectivos.[3] En tercer lugar, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, en el cuarto y último paso se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo I-1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, los consultores de PREEICA, seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

Correlación de variables: El coeficiente de correlación (R^2) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de correlación ajustado (R^2adj) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

[3] Variable **explicativa** o independiente es aquella que es manipulada por el investigador con el objeto de estudiar como incide sobre la variable dependiente o **explicada**.

$$90\% \leq R^2adj \leq 100\%$$

Auto-correlación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay auto-correlación, si es cercano a cero o cuatro hay auto- correlación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de auto-correlación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$$dU < d < 4 - dU \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera (χ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera (χ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$\chi > \chi\alpha \text{ o } P(\chi\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. El modelo elaborado por el PREEICA, seleccionó los modelos regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$F > F\alpha \text{ o } P(F\alpha > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$-t\alpha/2 < t < t\alpha/2 \text{ o } P(t\alpha/2 > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los principales sectores de consumo del sistema eléctrico de Panamá, los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. En el Anexo I-2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

Las ecuaciones de regresión resultantes, que explican las proyecciones del Modelo para el periodo 2014 – 2028 son:

A. Sector Residencial:

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá.[4]

GWHRES (T) = 0.9970×GWHRES (T-1) + 0.0863×POBURB (T) - 0.2031×POBRUR (T) + 137.3794

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año t GWHRES (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHRES (t-1) y a la población urbana del mismo año POBURB (t), e inversamente proporcional a la población rural del mismo año POBRUR (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Consecuente con la data histórica analizada por los consultores de PREEICA, que cubrían el periodo de 1970 al 2002, llegaron a la conclusión que el precio ponderado real de la energía eléctrica, no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, a partir del periodo 2002 a la fecha, a efecto de política social, los precios pagados por los consumidores residenciales han recibido subsidios. Dichos subsidios, han ido incrementándose a través del tiempo, originando “ruidos” que se convierten al presente, en un elemento adicional que distorsiona los análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica. Situación que amerita un análisis estadístico más minucioso de este subsector de consumo.

[4] Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2012 - 2026, al igual que en los otros sectores.

Aunque el modelo de regresión para el presente análisis, refleja un coeficiente de correlación ajustado de 99.7%.

B. Sector Comercial:

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye principalmente las actividades compiladas en las actividades de "comercio al por mayor y al por menor", y al consumo correspondiente a los "hoteles y restaurantes". Se incluyen otras actividades, como las "inmobiliarias, empresariales y alquiler", así como la "enseñanza privada".

GWHCOM (T) = 1.0143×GWHCOM (T-1) + 0.0230×PIBCOM (T) - 8.1346 × PRETOT (T) + 109.4050

Con un nivel de confianza de más de 95%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año t GWHCOM (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHCOM (t-1) y al PIB real correspondiente al sector comercial en el mismo año PIBCOM (t), e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año PRETOT (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, en donde el coeficiente de correlación ajustado es de los más altos, 99.7%.

C. Sector Industrial:

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero nacional, así como de su substitución de su producto a efecto de la importación y/o innovación. Con lo cual su valor producto es sustituido por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios substitutos: "comercio al por mayor y al por menor"; "hoteles y restaurantes"; "construcción"; "transporte, almacenamiento y comunicaciones"; y "servicios de intermediación financiera".

GWHIND(T) = 0.6279×GWHIND(T-1) + 0.1643×PIBMAN(T) - 0.0020×PIBSUB(T) -49.2238

Con un nivel de confianza de más de 95%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año t GWHIND (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHIND (t-1) y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año PIBMAN (t), e inversamente proporcional al PIB real producido en el año por los sectores substitutos PIBSUB (t).

La actividad errática de este subsector de consumo, debido al proceso de globalización económica, que conlleva a etapas diferentes de industrialización ligera, como reflejo de la sustitución importaciones, la aparición de ventas en bloque de energía eléctrica. Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Con un coeficiente de correlación ajustado de 97%.

D. Sector Oficial:

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

GWHOFI (T) = 0.9529×GWHOFI (T-1) + 0.0016×PIBREA (T-1) – 16.7833

En el modelo 2014 – 2028, no se puede afirmar con un nivel de confianza de solo 85%, que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año t GWHOFI (t), son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHOFI (t-1) y al PIB real del año anterior PIBREA (t-1).

Con el límite mínimo aceptable de 85%, el modelo falla parcialmente en una de las pruebas estadísticas, el correspondiente a la prueba individual en que la constante se sale de límites y en la prueba del estadístico de regresión en donde el test Jarque Bera no cumple con los niveles de confianza esperados. Los otros estadísticos de la proyección son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.3%. El test estadístico Jarque Bera mide la simetría de la data, o sea que distribución de la mismos tienen diferente peso de los valores con respecto a los extremos centrales de la normal.

Es posible que las falencias estadísticas de este subsector de consumo se deban a las diferentes funciones que ejecuta el sector oficial: administrativas, judiciales, de seguridad y a la creación de infraestructura de desarrollo. Actividades que se incrementan o disminuyen no con base solamente en variables físicas o económicas, sino a aspectos políticos y sociales, que son muy cambiantes en el corto plazo, debido a la subjetividad con que se manejan estos aspectos.

Cambios en el Modelo Original.

Producto de la valuación de la capacidad de predicción del primer pronóstico de demanda elaborado por ETESA en el año 2006-2020, frente al consumo preliminar del 2006 y a las observaciones de la ASEP, ETESA determinó la necesidad de ajustar el modelo anualmente, en aquellos aspectos en donde se ameritara y estuviera disponible la información requerida. Por lo cual se han desde el PESIN 2007-2021, se han realizado los siguientes cambios:

1) El consumo de Bloque o Grandes Clientes se ajusta. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría "Bloque", aunque, dichos clientes eran en su mayoría industrias. Por otra parte, el PIB de la Manufactura, así como otros rubros del PIB, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlos, con descuento del valor agregado producido por los "Grandes Clientes".

   Adicionalmente, el movimiento de activación de esta categoría de clientes y de la vuelta a clientes regulados introducía distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque (Grandes Clientes). En consecuencia, en primera instancia se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel de la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.

   La modificación de los componentes del consumo Bloque o "Grandes Clientes", desde el inicio de esta modalidad en el consumo del año 2001, evidencio un cambio estructural en el consumo. Hasta el año 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, (cementeras y agroindustrias). Dadas las condiciones respectivas de cada uno estos clientes, ante sus respectivas tarifas, se observó la reducción paulatina de la participación de la actividad netamente industrial en este segmento de consumo, en 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Por lo cual era incorrecto metodológicamente seguir asignando todo el consumo de Bloque al sector industrial.

   Por consiguiente a partir del Pronostico 2010-2024 se asignaran los consumos de acuerdo a la función principal a que se dediquen, los participantes en este segmento de grandes clientes. En el año 2010, la estructura de este segmento corresponde en 60% a Industrias, 13% a

Comercial y un 27% a Otro. La compilación de datos de los grandes clientes 2001 – 2011, lleva este año a distribuir este consumo, 56% industrial, 23% comercial y 21% específicamente al Bloque (Bocas del Toro).

2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerad por la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, ya que contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por la ACP. (2001-2008). El factor de carga histórico fue ajustado, durante los pronósticos 2007 al 2009, pero en vista a que mientras el parámetro del CND indicaba disminución del mismo, el parámetro ajustado indica otro sentido. Por consiguiente, a partir del pronóstico 2010-2024 se decidió utilizar como factor de carga el dato promedio compilado a diario por el CND.

3) Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantuvieron con la misma participación estructural, hasta el PESIN 2012-2026 debido a que a la fecha no se encontraron las variables explicativas que determinen los derroteros de las mismas. Pronósticos 2006 - 2012

   En el Pronóstico 2013 - 2027.se aplicaron mínimos cambios a estos rubros derivados de los escenarios recomendados, aunque el cambio total no se manifiesta en una diferenciación amplia.

4) Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), del Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y de los precios de la Energía. En los estimados anteriores del modelo, las tasas de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección.[5] A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.

5) La evolución de los precios de la energía eléctrica En una primera instancia se decidió desfasar en un año, los precios de la energía eléctrica con respecto al pronóstico de los precios de los combustibles del EIA-DOE, dado

[5] Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.

que el análisis histórico mostraba algún tipo de correlación entre ambos datos. Se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen de Tarifas de Distribución, prevalecería en el corto plazo. Años 2001- 2006

Los cambios recientes en el mercado internacional de los combustibles y su efecto en el precio de la energía eléctrica, así como el establecimiento de subsidios a los grupos vulnerables de la nación, ha complicado las relaciones de comportamiento entre los precios registrados y el consumo. Con lo cual la evidencia de este mecanismo se distorsiono a medida que transcurrió el periodo del año 2007 al 2012. La variación del precio real de la electricidad consumida en Panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación es cada vez más disímil.

A partir de la versión 2014-2028 se encontró una correlación aceptable entre los precios de la energía eléctrica en Panamá, con el precio promedio de venta en USA, de la energía eléctrica al consumidor final, datos compilados por EIA-DOE. La evidencia correspondiente será exhibida en el acápite respectivo a la determinación de los pronósticos precios de la energía eléctrica (PRETOT)

6) En el Pronóstico 2010-2024 se introduce la carga futura de Proyectos de Infraestructura, como el transporte masivo urbano metropolitano (METRO), el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Los consumos de estos magnos proyectos de Estado y cualquier otro de la misma magnitud serán asignados al sector de consumo Bloque, por conveniencia metodológica y por ser altos consumos con características futuras de Grandes Clientes.

7) Cambios en la Proyección de Población Derivado de la ejecución del XI Censo de Población, levantado el 16 de mayo de 2010, el cual resulto en estimados menores de población a las cifras de proyección basadas en el censo anterior. “De acuerdo a los resultados, se puede señalar que el país ha pasado de una tasa anual de crecimiento de 2.00 en la década 1990 - 2000 a una tasa de 1.84 entre 2000 y 2010, situación que según las estimaciones se mantendrá durante los próximos 25 años, como consecuencia directa de la disminución de fecundidad a nivel nacional”.[6]

[6] INEC. XI Censo Nacional de Población y VI de Vivienda del año 2010, Resultados Finales Básicos.

Por consiguiente en el presente pronóstico 2012- 2026 se aplicara la respectiva "conciliación demográfica" a los datos de población 1970 -2010 y se aplicara la nueva proyección de población 2010- 2050.[7]

8) Introducción de carga de Minera Panama En el Pronóstico 2013 - 2027 se tuvo que incluir la demanda de Proyecto Minera Panama o Cobre Panama, la cual introduce una autogeneración de 320 MW, a partir del año 2016, comparte inyecciones significativas al SIN, sobre los 50 MW anuales con retiros durante dos meses (octubre –noviembre) por mantenimiento de sus unidades de generación. En el periodo de transición, durante los años 2014 -2015, la minera requería de retiros importantes de la Red del SIN.
Luego de la compra de Minera Panama por otro *Holding* minero, en el primer trimestre del año 2013, la gestión del negocio ha cambiado, sin necesidad del retiro de energía eléctrica del SIN para operaciones, las cuales serán autogeneradas por la empresa.

9) Cambio del Año Base (CAB) de los estadísticos PIB e IPC. Dada la dinámica en las economías, se requieren actualizaciones más frecuentemente posibles de las Cuentas Nacionales CN, de los índices de precios IP's En el año 2005, el INEC, presento el cambio de Año Base del Índice de Precios al Consumidor, IPC, con base Octubre de 2002, cambios que reemplazan a las anteriores versiones de estas mediciones macroeconómicas, con base en el año 1987, 15 años de registros.

   Desde el año 2013, el INEC presenta cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, para las series del PIB por categoría de actividad económica e incorporando mejoras requeridas, actualizadas a precios corrientes y constantes del nuevo año base 2007. Reemplazando los registros con la anterior base, año 1996, 17 años de registros

   En el presente informe 2015-2029, se hizo necesario reactualizar toda la información estadística de base, año 1982, como estaba establecida en el modelo PREEICA, desde el inicio, año 2003, por los consultores. Por lo cual la data estadística del Modelo, se ha reactualizado a una más nueva y reciente serie, con base en el año 2007.

   En el presente pronóstico 2015-2029 se aplicaron estos cambios de base, de manera que el Pronóstico, incluya desde este momento, las nuevas

[7] INEC. Boletines 13 y 14 Estimaciones y Proyecciones de la Población de la Republica por Región y Sexo. Octubre y Diciembre de 2012.

actividades económicas, la incorporación de nuevos productos, el cambio tecnológico que afecta los costos de producción y los niveles de precios de los productos; del cambio de las estructuras impositivas; del cambio en los patrones de consumo final e inversión; y de las influencias del sector externo.

Cambios Futuros en Evaluación.

ETESA mantiene un proceso de evaluación y búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, que consideren más variables explicativas del consumo de energía eléctrica, dentro de modelos econométricos en la proyección global y sectorial. Con el fin de satisfacer solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes.

Durante el año 2008 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financio una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronóstico de la demanda.

Al Presente ETESA, no ha determinado aún las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción de la Demanda Eléctrica.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 2

Bondad de Ajustes
&
Regresiones Sectoriales

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

GWHRES(T) = 0.9801×GWHRES(T-1) + 0.1042×POBURB(T) - 0.2221×POBRUR(T) + 145.1423

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9983
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9982
Durbin-Watson (d)	2.0151
Jarque Bera (χ)	5.3547
Log likehood	-220.0316
Schwarz	9.8995

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d_L)	1.3830
Límite superior (d_U)	1.6660
t-student ($t_{\alpha/2}$)	2.0181
Fisher (Fα)	2.8270
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	5.9915

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

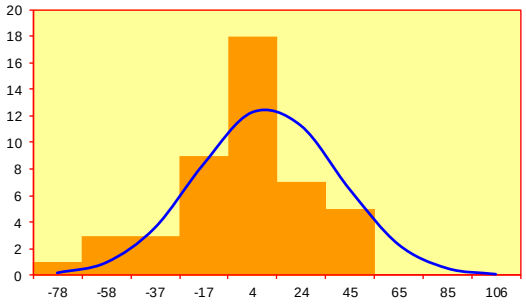
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	42	145.1423	65.3901	2.2196	3.2E-02
POBURB	42	0.1042	0.0434	2.3992	2.1E-02
POBRUR	42	-0.2221	0.0853	-2.6049	1.3E-02
DESFASE	42	0.9801	0.0367	26.6706	5.9E-28

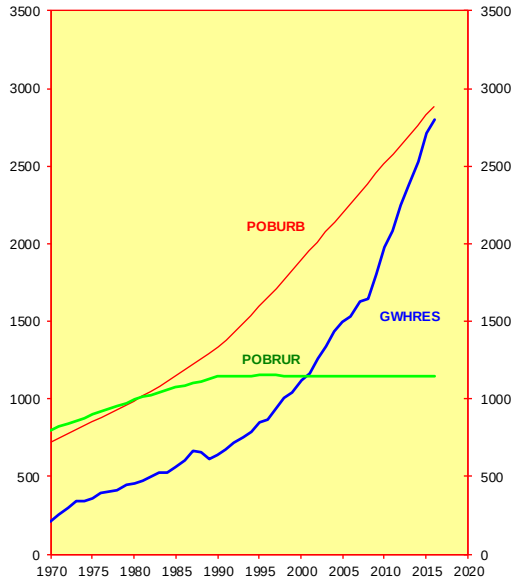
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	22560980	501355		
SEC	3	22522521	7507507	8199	3.8E-58
SRC	42	38459	916		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-88.2865	-67.8414	-78.0639	1	0	0%
-67.8414	-47.3962	-57.6188	3	1	2%
-47.3962	-26.9511	-37.1737	3	4	10%
-26.9511	-6.5060	-16.7286	9	8	28%
-6.5060	13.9391	3.7165	18	12	55%
13.9391	34.3842	24.1616	7	11	80%
34.3842	54.8293	44.6067	5	6	94%
54.8293	75.2744	65.0518	0	2	99%
75.2744	95.7195	85.4970	0	1	100%
95.7195	116.1646	105.9421	0	0	100%





C:Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2016-30 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2017
2017/05/03

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR COMERCIAL

GWHCOM(T) = 0.9988×GWHCOM(T-1) + 0.0316×PIBCOM(T) - 6.5062×PRETOT(T) + 84.2398

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9973
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9972
Durbin-Watson (d)	2.0934
Jarque Bera (χ)	1.4024
Log likehood	-249.0885
Schwarz	11.1629

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	80%
Límite inferior (d_L)	1.383
Límite superior (d_U)	1.6660
t-student (tα/2)	1.3020
Fisher (Fα)	1.6160
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	3.2189

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	42	84.2398	60.9764	1.3815	1.7E-01
PIBCOM	42	0.0316	0.0164	1.9266	6.1E-02
PRETOT	42	-6.5062	4.5007	-1.4456	1.6E-01
DESFASE	42	0.9988	0.0320	31.1956	1.1E-30

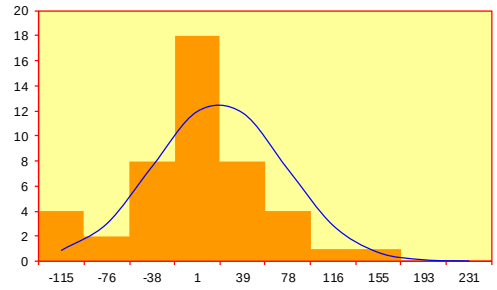
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

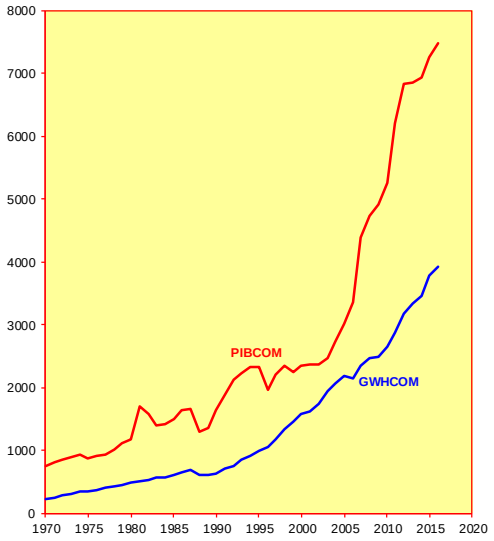
H0: β1= .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1≠ .. ≠βj ≠ .. ≠βm ≠0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	51247996	1138844		
SEC	3	51111957	17037319	5260	4.2E-54
SRC	42	136039	3239		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-133.7941	-95.3521	-114.5731	4	1	2%
-95.3521	-56.9101	-76.1311	2	3	8%
-56.9101	-18.4681	-37.6891	8	8	25%
-18.4681	19.9739	0.7529	18	12	51%
19.9739	58.4159	39.1949	8	12	76%
58.4159	96.8579	77.6369	4	7	92%
96.8579	135.2999	116.0789	1	3	98%
135.2999	173.7419	154.5209	1	1	100%
173.7419	212.1839	192.9629	0	0	100%
212.1839	250.6259	231.4049	0	0	100%





REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR OFICIAL

GWHOFI(T) = 0.9286×GWHOFI(T-1) + 0.0026×PIBREA(T-1) - 14.7475

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	3
Observaciones (n)	46

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9943
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9940
Durbin-Watson (d)	2.0242
Jarque Bera (γ)	0.0913
Log likehood	-197.4670
Schwarz	8.8352

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d_L)	1.4300
Límite superior (d_U)	1.6150
t-student ($t_{\alpha/2}$)	2.0167
Fisher ($F\alpha$)	3.2145
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	5.9915

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: $\beta j = 0$ vs H1: $\beta j \neq 0$

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	43	14.7475	6.1894	2.3827	2.2E-02
PIBREA	43	0.0026	0.0009	2.8994	5.9E-03
DESFASE	43	0.9286	0.0347	26.7592	1.9E-28

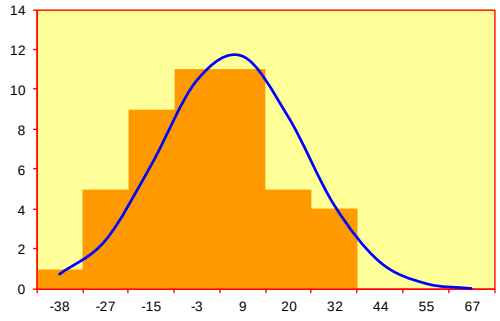
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

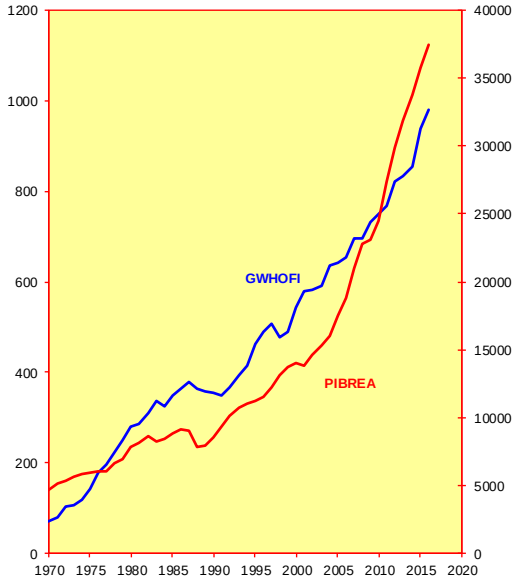
H0: $\beta 1 = .. = \beta j = .. = \beta m = 0$ vs H1: $\beta 1 \neq .. \neq \beta j \neq .. \neq \beta m \neq 0$

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	2514856	55886		
SEC	2	2500437	1250219	3728	6.4E-49
SRC	43	14419	335		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-44.0336	-32.3467	-38.1901	1	1	2%
-32.3467	-20.6597	-26.5032	5	2	7%
-20.6597	-8.9728	-14.8163	9	6	20%
-8.9728	2.7141	-3.1294	11	10	43%
2.7141	14.4010	8.5576	11	12	68%
14.4010	26.0879	20.2445	5	9	87%
26.0879	37.7749	31.9314	4	4	96%
37.7749	49.4618	43.6183	0	1	99%
49.4618	61.1487	55.3052	0	0	100%
61.1487	72.8356	66.9922	0	0	100%





REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

GWHIND(T) = 0.6401×GWHIND(T-1) + 0.1788×PIBMAN(T) - 0.0014×PIBSUB(T) - 53.1155

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9702
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9680
Durbin-Watson (d)	1.5329
Jarque Bera (χ)	15.2691
Log likehood	-224.8661
Schwarz	10.1097

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	40%
Límite inferior (d_L)	1.3830
Límite superior (d_U)	1.6660
t-student ($t_{\alpha/2}$)	0.5284
Fisher (Fα)	0.6296
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	1.0217

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	42	-53.1155	26.2583	-2.0228	4.9E-02
PIBMAN	42	0.1788	0.0574	3.1128	3.3E-03
PIBSUB	42	-0.0014	0.0023	-0.5943	5.6E-01
DESFASE	42	0.6401	0.1025	6.2436	1.8E-07

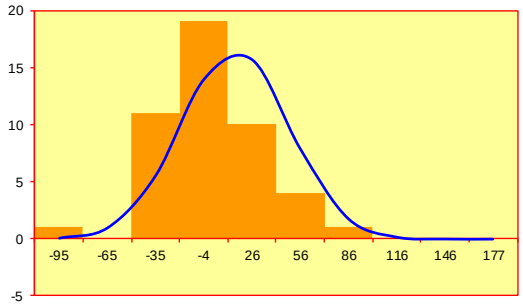
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

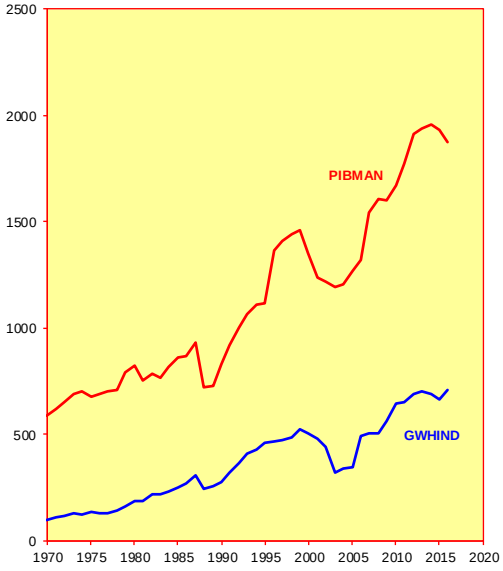
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	1590838	35352		
SEC	3	1543383	514461	455	4.8E-32
SRC	42	47456	1130		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-109.9115	-79.7595	-94.8355	1	0	0%
-79.7595	-49.6075	-64.6835	0	1	2%
-49.6075	-19.4554	-34.5314	11	6	14%
-19.4554	10.6966	-4.3794	19	14	45%
10.6966	40.8487	25.7727	10	16	79%
40.8487	71.0007	55.9247	4	8	96%
71.0007	101.1528	86.0767	1	2	100%
101.1528	131.3048	116.2288	0	0	100%
131.3048	161.4569	146.3808	0	0	100%
161.4569	191.6089	176.5329	0	0	100%





Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 3

Cuadros Soporte & Detalles de Cálculo.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2017-2031
PROYECCIONES DE DEMANDA

ANEXO I- 3
CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS

No.	TITULO
1	**PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC, BOLETIN No. 15**
2	**TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2030**
3	INFLACIÓN, 1970-2015
4	PRONÓSTICO DEL PIB 2016, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)
5	PRE-ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2016, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION Y ESCENARIO (2007=100)
6	REGISTROS DEL PIB, INEC BASES: 1970, 1982, 1996, 2007
7	ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)
8	PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2016 - 2030
9	PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2016 - 2030
10	**ESCENARIO BASE CONSERVADOR**
11	**ESCENARIO ALTO OPTIMISTA**
12	**ESCENARIO BAJO PESIMISTA**
13	**RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS**
14	**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL**
15	**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014**
16	PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
17	ANALISIS HISTORICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)
18	**PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD**
18 - A	EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)
19	PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)
20	DEMANDA POTENCIAL DE LA PROVINCIA DE DARIEN (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2018 -2033
21	DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
21 - A	DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP
22	RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
23	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO MEDIO
24	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO ALTO
25	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO BAJO
26	DEMANDA MAXIMA DE GENERACION , POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA. 2017-2027 (MW)

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

CUADRO No. 1
PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC, BOLETIN No. 15

AÑOS	POBLACION TOTAL		POBLACION MASC	POBLACION FEM	TASAS URBANAS POBLACION URBANA	RURAL	TASAS INTERANUALES POBLACION URBANA		RURAL	POBLACION SEXO URBANA Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	RURAL Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina	TASAS INTERANUALES URBANA Masculina	Femenina	RURAL Masculina	Femenina
1970	1,524,445		778,163	746,281	725,459	798,986				94.9	353,306	372,152	114	424,857	374,128				
1975	1,750,317	2.80%	891,719	858,597	851,792	898,525		3.26%	2.38%	94.5	413,775	438,016	114	477,944	420,580	3.21%	3.31%	2.38%	2.37%
1980	1,981,562	2.51%	1,007,171	974,390	986,184	995,378		2.97%	2.07%	93.9	477,701	508,482	114	529,469	465,908	2.91%	3.03%	2.07%	2.07%
1985	2,225,132	2.35%	1,129,208	1,095,923	1,152,036	1,073,096		3.16%	1.51%	94.2	558,839	593,196	113	570,369	502,726	3.19%	3.13%	1.50%	1.53%
1990	2,474,119	2.14%	1,252,452	1,221,666	1,332,040	1,142,079		2.95%	1.25%	94.3	646,406	685,633	113	606,045	536,033	2.95%	2.94%	1.22%	1.29%
1995	2,746,944	2.11%	1,387,815	1,359,128	1,594,684	1,152,260		3.66%	0.18%	95.3	778,139	816,544	112	609,675	542,584	3.78%	3.56%	0.12%	0.24%
2000	3,040,701	2.05%	1,535,364	1,505,336	1,892,922	1,147,779		3.49%	-0.08%	96.4	929,151	963,770	112	606,213	541,565	3.61%	3.37%	-0.11%	-0.04%
2005	3,351,007	1.96%	1,690,687	1,660,319	2,203,923	1,147,084		3.09%	-0.01%	97.2	1,086,503	1,117,419	111	604,183	542,900	3.18%	3.00%	-0.07%	0.05%
2010	3,661,835	1.79%	1,841,305	1,820,530	2,516,842	1,144,993		2.69%	-0.04%	97.7	1,243,834	1,273,007	111	601,126	543,866	2.74%	2.64%	-0.10%	0.04%
2015	3,975,404	1.66%	1,995,695	1,979,709	2,828,398	1,147,006		2.36%	0.04%	97.9	1,399,438	1,428,959	110	600,362	546,643	2.39%	2.34%	-0.03%	0.10%
2020	4,278,500	1.48%	2,144,802	2,133,698	3,126,097	1,152,403		2.02%	0.09%	98.0	1,547,042	1,579,054	109	601,671	550,731	2.03%	2.02%	0.04%	0.15%
2025	4,565,559	1.31%	2,288,477	2,277,081	3,403,910	1,161,649		1.72%	0.16%	97.8	1,683,286	1,720,623	109	605,190	556,458	1.70%	1.73%	0.12%	0.21%
2030	4,834,846	1.15%	2,418,725	2,416,120	3,659,812	1,175,034		1.46%	0.23%	97.6	1,807,585	1,852,226	108	611,140	563,893	1.44%	1.48%	0.20%	0.27%
2035	5,083,229	1.01%	2,538,069	2,545,159	3,891,613	1,191,616		1.24%	0.28%	97.3	1,919,103	1,972,509	108	618,965	572,650	1.20%	1.27%	0.25%	0.31%
2040	5,306,666	0.86%	2,644,563	2,662,102	4,096,885	1,209,781		1.03%	0.30%	97.0	2,016,826	2,080,058	108	627,736	582,044	1.00%	1.07%	0.28%	0.33%
2045	5,483,952	0.66%	2,727,814	2,756,137	4,260,041	1,223,911		0.78%	0.23%	96.6	2,093,334	2,166,706	108	634,480	589,430	0.75%	0.82%	0.21%	0.25%
2050	5,625,442	0.51%	2,793,319	2,832,122	4,389,900	1,235,542		0.60%	0.19%	96.3	2,153,329	2,236,570	107	639,989	595,552	0.57%	0.64%	0.17%	0.21%

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

	AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC	POBLACION FEM	POBLACION SEXO URBANA Ind.Mas. Urb	URBANA Masculina	URBANA Femenina	RURAL Ind.Mas. Rur	RURAL Masculina	RURAL Femenina
	1970	**1,524,445**	**778,163**	**746,281**	**725,459**	**798,986**	**353,306**	**372,152**	**424,857**	**374,128**
1	**1971**	1,567,158	799,654	767,502	749,130	817,970	364,648	384,480	434,980	382,989
2	**1972**	1,611,068	821,738	789,327	773,573	837,405	376,354	397,217	445,345	392,059
3	**1973**	1,656,207	844,433	811,773	798,813	857,302	388,436	410,376	455,956	401,344
4	**1974**	1,702,612	867,754	834,857	824,877	877,671	400,905	423,971	466,821	410,850
5	**1975**	**1,750,317**	**891,719**	**858,597**	**851,792**	**898,525**	**413,775**	**438,016**	**477,944**	**420,580**
1	**1976**	1,794,299	913,699	880,599	877,119	917,111	363,605	383,422	487,831	429,278
2	**1977**	1,839,387	936,220	903,164	903,199	936,081	374,203	395,034	497,923	438,156
3	**1978**	1,885,607	959,297	926,308	930,054	955,443	385,111	406,997	508,224	447,218
4	**1979**	1,932,989	982,943	950,045	957,708	975,206	396,337	419,323	518,738	456,467
5	**1980**	**1,981,562**	**1,007,171**	**974,390**	**986,184**	**995,378**	**477,701**	**508,482**	**529,469**	**465,908**
1	**1981**	2,028,044	1,030,475	997,567	1,017,325	1,010,458	492,927	524,397	537,407	473,049
2	**1982**	2,075,616	1,054,318	1,021,296	1,049,449	1,025,766	508,637	540,810	545,465	480,300
3	**1983**	2,124,303	1,078,712	1,045,589	1,082,587	1,041,306	524,849	557,737	553,643	487,662
4	**1984**	2,174,133	1,103,671	1,070,460	1,116,772	1,057,081	541,577	575,193	561,944	495,137
5	**1985**	**2,225,132**	**1,129,208**	**1,095,923**	**1,152,036**	**1,073,096**	**558,839**	**593,196**	**570,369**	**502,726**
1	**1986**	2,272,839	1,152,846	1,119,991	1,185,977	1,086,551	575,348	610,628	577,332	509,218
2	**1987**	2,321,570	1,176,979	1,144,588	1,220,918	1,100,175	592,344	628,573	584,380	515,793
3	**1988**	2,371,345	1,201,617	1,169,724	1,256,889	1,113,969	609,843	647,045	591,514	522,453
4	**1989**	2,422,187	1,226,771	1,195,413	1,293,919	1,127,936	627,858	666,059	598,736	529,200
5	**1990**	**2,474,119**	**1,252,452**	**1,221,666**	**1,332,040**	**1,142,079**	**646,406**	**685,633**	**606,045**	**536,033**
1	**1991**	2,526,425	1,278,425	1,247,998	1,380,857	1,144,108	670,835	710,018	606,769	537,337
2	**1992**	2,579,837	1,304,936	1,274,899	1,431,463	1,146,141	696,187	735,270	607,494	538,644
3	**1993**	2,634,378	1,331,997	1,302,378	1,483,924	1,148,177	722,498	761,420	608,220	539,954
4	**1994**	2,690,072	1,359,620	1,330,451	1,538,308	1,150,217	749,802	788,501	608,947	541,267
5	**1995**	**2,746,944**	**1,387,815**	**1,359,128**	**1,594,684**	**1,152,260**	**778,139**	**816,544**	**609,675**	**542,584**
1	**1996**	2,803,332	1,416,144	1,387,187	1,650,313	1,151,362	806,238	844,070	608,981	542,380
2	**1997**	2,860,878	1,445,052	1,415,825	1,707,882	1,150,466	835,351	872,523	608,288	542,176
3	**1998**	2,919,605	1,474,550	1,445,054	1,767,460	1,149,569	865,515	901,936	607,595	541,972
4	**1999**	2,979,538	1,504,650	1,474,887	1,829,115	1,148,674	896,769	932,341	606,904	541,769
5	**2000**	**3,040,701**	**1,535,364**	**1,505,336**	**1,892,922**	**1,147,779**	**929,151**	**963,770**	**606,213**	**541,565**
1	**2001**	3,100,374	1,565,243	1,535,130	1,951,396	1,147,640	958,683	992,709	605,806	541,832
2	**2002**	3,161,217	1,595,703	1,565,513	2,011,677	1,147,501	989,155	1,022,517	605,400	542,099
3	**2003**	3,223,255	1,626,756	1,596,498	2,073,819	1,147,362	1,020,594	1,053,220	604,994	542,366
4	**2004**	3,286,510	1,658,414	1,628,096	2,137,882	1,147,223	1,053,033	1,084,845	604,588	542,633
5	**2005**	**3,351,007**	**1,690,687**	**1,660,319**	**2,203,923**	**1,147,084**	**1,086,503**	**1,117,419**	**604,183**	**542,900**
1	**2006**	3,410,987	1,719,791	1,691,192	2,263,228	1,146,665	1,116,290	1,146,936	603,570	543,093
2	**2007**	3,472,040	1,749,396	1,722,638	2,324,129	1,146,247	1,146,895	1,177,232	602,958	543,286
3	**2008**	3,534,186	1,779,511	1,754,669	2,386,669	1,145,829	1,178,338	1,208,328	602,347	543,479
4	**2009**	3,597,444	1,810,144	1,787,296	2,450,891	1,145,411	1,210,643	1,240,246	601,736	543,673

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC	POBLACION FEM	POBLACION SEXO URBANA Ind.Mas. Urb	URBANA Masculina	URBANA Femenina	RURAL Ind.Mas. Rur	RURAL Masculina	RURAL Femenina
2010	**3,661,835**	**1,841,305**	**1,820,530**	**2,516,842**	**1,144,993**	**1,243,834**	**1,273,007**	**601,126**	**543,866**
2011	3,722,505	1,871,749	1,852,072	2,576,279	1,145,395	1,273,505	1,302,773	600,973	544,420
2012	3,784,180	1,903,085	1,884,426	2,637,119	1,145,798	1,303,884	1,333,234	600,820	544,975
2013	3,846,877	1,934,264	1,916,471	2,699,397	1,146,200	1,334,987	1,364,408	600,667	545,531
2014	3,910,612	1,965,087	1,948,188	2,763,145	1,146,603	1,366,833	1,396,310	600,515	546,086
2015	**3,975,404**	**1,995,695**	**1,979,709**	**2,828,398**	**1,147,006**	**1,399,438**	**1,428,959**	**600,362**	**546,643**
2016	4,034,255	2,026,044	2,010,999	2,885,579	1,148,083	1,427,787	1,457,791	600,624	547,458
2017	4,093,977	2,056,085	2,042,050	2,943,915	1,149,162	1,456,710	1,487,204	601,764	548,910
2018	4,154,583	2,085,950	2,072,833	3,003,431	1,150,241	1,486,219	1,517,211	603,897	551,014
2019	4,216,086	2,115,458	2,103,350	3,064,150	1,151,322	1,516,325	1,547,824	606,504	553,424
2020	**4,278,500**	**2,144,802**	**2,133,698**	**3,126,097**	**1,152,403**	**1,547,042**	**1,579,054**	**601,671**	**550,731**
2021	4,334,430	2,172,797	2,161,633	3,179,784	1,154,246	1,573,379	1,606,404	602,373	551,872
2022	4,391,092	2,201,157	2,189,935	3,234,392	1,156,093	1,600,164	1,634,227	603,076	553,015
2023	4,448,494	2,229,887	2,218,606	3,289,939	1,157,942	1,627,405	1,662,533	603,780	554,160
2024	4,506,646	2,258,992	2,247,654	3,346,439	1,159,794	1,655,110	1,691,329	604,485	555,308
2025	**4,565,559**	**2,288,477**	**2,277,081**	**3,403,910**	**1,161,649**	**1,683,286**	**1,720,623**	**605,190**	**556,458**
2026	4,618,189	2,313,953	2,304,233	3,453,617	1,164,314	1,707,442	1,746,173	606,375	557,937
2027	4,671,426	2,339,713	2,331,710	3,504,050	1,166,985	1,731,946	1,772,103	607,563	559,420
2028	4,725,276	2,365,759	2,359,514	3,555,220	1,169,662	1,756,800	1,798,418	608,753	560,907
2029	4,779,747	2,392,095	2,387,649	3,607,137	1,172,345	1,782,012	1,825,124	609,945	562,398
2030	**4,834,846**	**2,418,725**	**2,416,120**	**3,659,812**	**1,175,034**	**1,807,585**	**1,852,226**	**611,140**	**563,893**
2031	4,883,532	2,442,136	2,441,394	3,705,040	1,178,332	1,829,358	1,875,681	612,697	565,634
2032	4,932,709	2,465,774	2,466,931	3,750,828	1,181,639	1,851,393	1,899,433	614,258	567,380
2033	4,982,380	2,489,641	2,492,736	3,797,181	1,184,955	1,873,693	1,923,486	615,823	569,131
2034	5,032,552	2,513,738	2,518,811	3,844,107	1,188,281	1,896,262	1,947,843	617,392	570,888
2035	**5,083,229**	**2,538,069**	**2,545,159**	**3,891,613**	**1,191,616**	**1,919,103**	**1,972,509**	**618,965**	**572,650**
2036	5,127,151	2,559,019	2,568,129	3,931,828	1,195,227	1,938,261	1,993,564	620,709	574,517
2037	5,171,452	2,580,142	2,591,307	3,972,458	1,198,849	1,957,611	2,014,845	622,459	576,389
2038	5,216,136	2,601,439	2,614,693	4,013,508	1,202,482	1,977,153	2,036,352	624,213	578,268
2039	5,261,206	2,622,913	2,638,291	4,054,982	1,206,126	1,996,891	2,058,089	625,972	580,153
2040	**5,306,666**	**2,644,563**	**2,662,102**	**4,096,885**	**1,209,781**	**2,016,826**	**2,080,058**	**627,736**	**582,044**

CUADRO No. 2
TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2030

AÑOS	POBTOT Población total Miles de habitantes Fórmula	RURAL Población rural Miles de habitantes Fórmula	URBANA Población urbana Miles de habitantes Fórmula	POBTOT Población total %	RURAL Población rural %	URBANA Población urbana %
1970	1,524.4	799.0	725.5			
1971	1,567.1	818.0	749.1	2.8%	2.4%	3.3%
1972	1,611.0	837.4	773.6	2.8%	2.4%	3.3%
1973	1,656.1	857.3	798.8	2.8%	2.4%	3.3%
1974	1,702.5	877.7	824.9	2.8%	2.4%	3.3%
1975	1,750.3	898.5	851.8	2.8%	2.4%	3.3%
1976	1,794.2	917.1	877.1	2.5%	2.1%	3.0%
1977	1,839.3	936.1	903.2	2.5%	2.1%	3.0%
1978	1,885.5	955.4	930.1	2.5%	2.1%	3.0%
1979	1,932.9	975.2	957.7	2.5%	2.1%	3.0%
1980	1,981.6	995.4	986.2	2.5%	2.1%	3.0%
1981	2,027.8	1,010.5	1,017.3	2.3%	1.5%	3.2%
1982	2,075.2	1,025.8	1,049.4	2.3%	1.5%	3.2%
1983	2,123.9	1,041.3	1,082.6	2.3%	1.5%	3.2%
1984	2,173.9	1,057.1	1,116.8	2.4%	1.5%	3.2%
1985	2,225.1	1,073.1	1,152.0	2.4%	1.5%	3.2%
1986	2,272.5	1,086.6	1,186.0	2.1%	1.3%	2.9%
1987	2,321.1	1,100.2	1,220.9	2.1%	1.3%	2.9%
1988	2,370.9	1,114.0	1,256.9	2.1%	1.3%	2.9%
1989	2,421.9	1,127.9	1,293.9	2.2%	1.3%	2.9%
1990	2,474.1	1,142.1	1,332.0	2.2%	1.3%	2.9%
1991	2,525.0	1,144.1	1,380.9	2.1%	0.2%	3.7%
1992	2,577.6	1,146.1	1,431.5	2.1%	0.2%	3.7%
1993	2,632.1	1,148.2	1,483.9	2.1%	0.2%	3.7%
1994	2,688.5	1,150.2	1,538.3	2.1%	0.2%	3.7%
1995	2,746.9	1,152.3	1,594.7	2.2%	0.2%	3.7%
1996	2,801.7	1,151.4	1,650.3	2.0%	-0.1%	3.5%
1997	2,858.3	1,150.5	1,707.9	2.0%	-0.1%	3.5%
1998	2,917.0	1,149.6	1,767.5	2.1%	-0.1%	3.5%
1999	2,977.8	1,148.7	1,829.1	2.1%	-0.1%	3.5%
2000	3,040.7	1,147.8	1,892.9	2.1%	-0.1%	3.5%
2001	3,099.0	1,147.6	1,951.4	1.9%	0.0%	3.1%
2002	3,159.2	1,147.5	2,011.7	1.9%	0.0%	3.1%
2003	3,221.2	1,147.4	2,073.8	2.0%	0.0%	3.1%
2004	3,285.1	1,147.2	2,137.9	2.0%	0.0%	3.1%
2005	3,351.0	1,147.1	2,203.9	2.0%	0.0%	3.1%
2006	3,409.9	1,146.7	2,263.2	1.8%	0.0%	2.7%
2007	3,470.4	1,146.2	2,324.1	1.8%	0.0%	2.7%
2008	3,532.5	1,145.8	2,386.7	1.8%	0.0%	2.7%
2009	3,596.3	1,145.4	2,450.9	1.8%	0.0%	2.7%
2010	3,661.8	1,145.0	2,516.8	1.8%	0.0%	2.7%
2011	3,721.7	1,145.4	2,576.3	1.6%	0.0%	2.4%
2012	3,782.9	1,145.8	2,637.1	1.6%	0.0%	2.4%
2013	3,845.6	1,146.2	2,699.4	1.7%	0.0%	2.4%
2014	3,909.7	1,146.6	2,763.1	1.7%	0.0%	2.4%
2015	3,975.4	1,147.0	2,828.4	1.7%	0.0%	2.4%
2016	4,033.7	1,148.1	2,885.6	1.5%	0.1%	2.0%
2017	4,093.1	1,149.2	2,943.9	1.5%	0.1%	2.0%
2018	4,153.7	1,150.2	3,003.4	1.5%	0.1%	2.0%
2019	4,215.5	1,151.3	3,064.2	1.5%	0.1%	2.0%
2020	4,278.5	1,152.4	3,126.1	1.5%	0.1%	2.0%
2021	4,334.0	1,154.2	3,179.8	1.3%	0.2%	1.7%
2022	4,390.5	1,156.1	3,234.4	1.3%	0.2%	1.7%
2023	4,447.9	1,157.9	3,289.9	1.3%	0.2%	1.7%
2024	4,506.2	1,159.8	3,346.4	1.3%	0.2%	1.7%
2025	4,565.6	1,161.6	3,403.9	1.3%	0.2%	1.7%
2026	4,617.9	1,164.3	3,453.6	1.1%	0.2%	1.5%
2027	4,671.0	1,167.0	3,504.1	1.1%	0.2%	1.5%
2028	4,724.9	1,169.7	3,555.2	1.2%	0.2%	1.5%
2029	4,779.5	1,172.3	3,607.1	1.2%	0.2%	1.5%
2030	4,834.8	1,175.0	3,659.8	1.2%	0.2%	1.5%
2031						

VARIACION DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION TOTAL POR AÑO CALENDARIO,
SEGÚN CUATRO HIPOTESIS DE CRECIMIENTO

PERIODO 2010- 2030

AÑO	HIPOTESIS CONSTANTE	HIPOTESIS ALTA	HIPOTESIS MEDIA RECOMENDADA	HIPOTESIS BAJA
2008				
2009	1.753%	1.722%	1.620%	1.291%
2010	1.732%	2.293%	1.569%	-0.912%
2011	1.711%	1.672%	1.518%	1.182%
2012	1.691%	1.648%	1.475%	1.128%
2013	1.671%	1.625%	1.436%	1.084%
2014	1.653%	1.604%	1.401%	1.049%
2015	1.637%	1.583%	1.370%	1.023%
2016	1.622%	1.565%	1.342%	1.002%
2017	1.606%	1.548%	1.313%	0.978%
2018	1.590%	1.527%	1.282%	0.946%
2019	1.583%	1.504%	1.247%	0.907%
2020	1.542%	1.478%	1.210%	0.861%
2021	1.533%	1.454%	1.174%	0.819%
2022	1.515%	1.431%	1.142%	0.782%
2023	1.499%	1.410%	1.110%	0.744%
2024	1.485%	1.389%	1.079%	0.703%
2025	1.473%	1.368%	1.049%	0.659%
2026	1.461%	1.351%	1.022%	0.618%
2027	1.449%	1.335%	1.010%	0.580%
2028	1.436%	1.315%	0.967%	0.540%
2029	1.423%	1.290%	0.936%	0.499%
2030	1.410%	1.262%	0.903%	0.456%
TASA	1.587%	1.521%	1.277%	0.924%

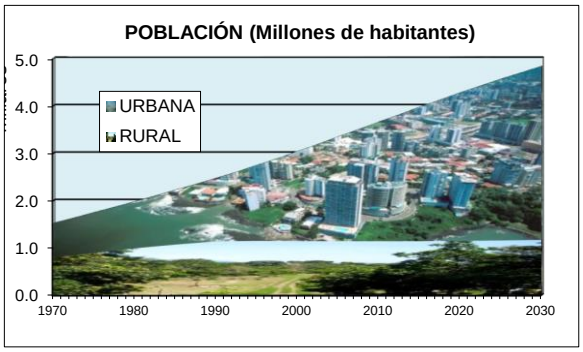
PROMEDIO 2015 -2016

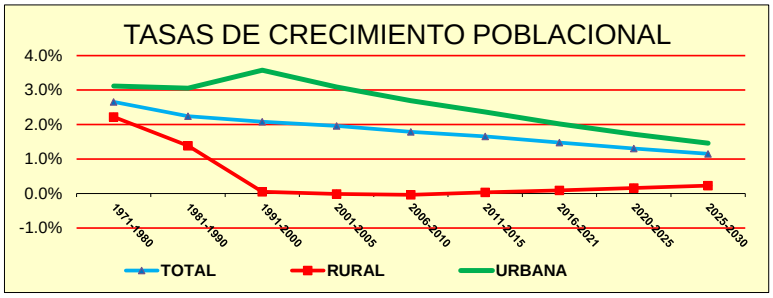
1.629%	1.574%	1.356%	1.013%	
TASA(2015-2010)		1.683%	1.738%	1.461%	0.759%
TASA(2016-2019)		1.600%	1.536%	1.296%	0.958%
TASA(2020-2024)		1.515%	1.432%	1.143%	0.782%
TASA(2025-2030)		1.442%	1.320%	0.981%	0.559%
TASA(2020-2030)		1.475%	1.371%	1.055%	0.660%

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	*MODERADO*	*OPTIMISTA*	*PESIMISTA*
2007-2010	1.80%	1.80%	1.80%
2011-2015	1.44%	1.63%	1.09%
2016-2019	1.30%	1.54%	0.96%
2020-2025	1.13%	1.42%	0.76%
2026-2030	0.97%	1.31%	0.54%
2015-2030	1.12%	1.42%	0.74%

Nota: **INEC ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE LA POBLACION TOTAL DEL PAIS , POR SEXO Y EDAD :AÑOS 1950 -2050**
SITUACION DEMOGRAFICA, SECCION 11, BOLETIN No. 7
Noviembre de 2002





0.01806201 promedio

	TOTAL	RURAL	URBANA
1971-1980	2.66%	2.22%	3.12%
1981-1990	2.24%	1.38%	3.05%
1991-2000	2.08%	0.05%	3.58%
2001-2005	1.96%	-0.01%	3.09%
2006-2010	1.79%	-0.04%	2.69%
2011-2015	1.66%	0.04%	2.36%
2016-2021	1.48%	0.09%	2.02%
2020-2025	1.31%	0.16%	1.72%
2025-2030	1.15%	0.23%	1.46%

924.1

15 1.27101642 **TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN**

ERIODO	POB TOTAL	RURAL	URBANA
2010-2(	1.66%	0.04%	2.36%
2016-2(	1.48%	0.09%	2.02%
2020-2(	1.34%	0.15%	1.78%
2025-2(	1.18%	0.22%	1.50%
2020-2(	1.25%	0.19%	1.63%

CUADRO No. 3
INFLACIÓN, 1970-2015

INFLACIÓN, 1970-2015

IPC EMPALMADO, AÑOS 1987, 2002, 2013

AÑOS	INDICE DE PRECIOS DE PANAMA - IPCPAN (*)					INFPAN
	SNE - COPE 1970 -2002	IPC Anual de Panama	IPC Empalmado	IPC Anual de Panama	IPC Enpalmado	Inflación de Panamá
	1987 = 100	2002 = 100		2003 = 100		%
	Fórmula	INDICE	EMPALME	INDICE	EMPALME	COPE 1971-2002
	1970-2003	2002 - 2014	1970-2014	2013 - 2015	1970 - 2015	
1970	42.9		37.1		25.0	
1971	43.7		37.8		25.5	*1.9%*
1972	46.1		39.9		26.9	*5.5%*
1973	49.2		42.6		28.7	*6.7%*
1974	57.6		49.9		33.6	*17.1%*
1975	60.7		52.6		35.4	*5.4%*
1976	63.1		54.6		36.8	*4.0%*
1977	66.0		57.1		38.5	*4.6%*
1978	68.8		59.6		40.2	*4.2%*
1979	74.3		64.3		43.4	*8.0%*
1980	84.5		73.2		49.3	*13.7%*
1981	90.7		78.5		53.0	*7.3%*
1982	94.5		81.8		55.2	*4.2%*
1983	96.5		83.5		56.3	*2.1%*
1984	98.1		84.9		57.3	*1.7%*
1985	99.1		85.8		57.9	*1.0%*
1986	99.0		85.7		57.8	*-0.1%*
1987	100.0		86.6		58.4	*1.0%*
1988	100.6		87.1		58.7	*0.6%*
1989	100.7		87.2		58.8	*0.1%*
1990	101.5		87.9		59.3	*0.8%*
1991	102.8		89.0		60.0	*1.3%*
1992	104.6		90.6		61.1	*1.8%*
1993	105.1		91.0		61.4	*0.5%*
1994	106.5		92.2		62.2	*1.3%*
1995	107.5		93.1		62.8	*0.9%*
1996	108.9		94.3		63.6	*1.3%*
1997	110.3		95.5		64.4	*1.3%*
1998	110.9		96.0		64.7	*0.5%*
1999	112.3		97.2		65.6	*1.3%*
2000	114.0		98.7		66.6	*1.5%*
2001	114.3		99.0		66.7	*0.3%*
2002	115.5	**100.0**	**100.0**		67.4	*1.0%*
2003	117.1	100.0	100.0		67.4	*0.0%*
2004		100.5	100.5		67.8	*0.5%*
2005		103.8	103.8		70.0	*3.3%*
2006		106.2	106.2		71.6	*2.3%*
2007		110.7	110.7		74.6	*4.2%*
2008		120.4	120.4		81.2	*8.8%*
2009		123.0	123.0		82.9	*2.2%*
2010		127.6	127.6		86.0	*3.7%*
2011		135.1	135.1		91.1	*5.9%*
2012		142.6	142.6		96.2	*5.6%*
2013		148.3	148.3	**100.0**	**100.0**	*4.0%*
2014		152.2	152.2	102.7	102.7	*2.7%*
2015			152.7	103.0	103.0	*0.3%*
2016			153.3	103.4	103.4	*0.4%*

PERIODO				TASA PROMEDIO
ANTES DE LA RESTRUCTURACION	*1970-1998*			*3.4%*
PRE - RESTRUCTURACION	*1990-1999*			*1.1%*
RESTRUCTURACION	*1999-2014*			*2.8%*
ANALISIS DE RESTRUCTURACION	*1990-2007*			*1.3%*
PRIMERA ETAP RESTRUCTURACION	*1999-2007*			*1.3%*
SEGUNDA ETAPA RESTRUCTURACION	*2008-2015*			*4.1%*

CUADRO No. 4

PRONÓSTICO DEL PIB 2016, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)

GRAN DIVISIÓN ECONÓMICA	BASE HISTORICA REAL DATOS PRELIMINARES COMPLETOS									PREESTIMADO	
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
1. Agricultura, silvicultura y caza	815.0	835.3	727.8	728.5	761.8	778.6	790.4	800.1	803.3		
2. Pesca	259.6	267.7	242.8	182.9	152.7	144.8	165.3	232.3	222.3		
3. Explotación de canteras	147.9	189.5	203.0	274.6	335.2	420.2	515.2	602.8	645.0		
Subtotal Sector Primario	**1,222.6**	**1,292.5**	**1,173.5**	**1,186.0**	**1,249.7**	**1,343.6**	**1,470.9**	**1,635.3**	**1,670.6**		
4. Industria Manufacturera	1,546.0	1,607.2	1,603.3	1,673.2	1,773.1	1,913.8	1,939.1	1,956.7	1,930.5		
5. Electricidad, gas y agua	607.3	696.3	773.3	800.9	941.8	1,047.9	1,145.4	1,199.0	1,362.4		
6. Construcción	1,401.2	1,837.4	1,912.2	2,074.7	2,545.8	3,306.6	4,333.6	4,940.3	5,276.9		
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	3,553.5	3,818.7	3,681.9	3,850.1	4,374.9	4,558.6	4,632.2	4,887.1	5,115.0		
Subtotal Sector Secundario y de Infraestructura	**7,108.0**	**7,959.5**	**7,970.7**	**8,399.0**	**9,635.6**	**10,826.8**	**12,050.3**	**12,983.2**	**12,983.2**		
8. Comercio al por mayor y al por menor	3,778.8	4,056.5	4,232.6	4,532.4	5,373.1	5,921.6	5,937.5	6,004.8	6,299.4		
9. Hoteles y Restaurantes	616.2	673.4	678.2	723.7	833.9	907.6	918.4	922.4	951.2		
10. Intermediación Financiera	1,615.7	1,794.5	1,930.7	1,914.6	2,053.8	2,249.4	2,430.4	2,505.2	2,766.1		
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,586.9	1,724.2	1,794.6	2,044.4	2,236.3	2,416.4	2,623.6	2,885.9	3,120.5		
12. Enseñanza Privada	207.0	217.0	245.2	275.0	288.2	317.9	325.3	339.2	359.0		
Menos: Servicio de intermediación financiera	-501.7	-543.1	-567.5	-568.3	-624.0	-702.9	-740.0	-749.9	-802.7		
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**7,302.9**	**7,922.4**	**8,313.8**	**8,921.8**	**10,161.3**	**11,110.0**	**11,495.2**	**11,907.7**	**12,693.5**		
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	278.8	287.0	295.2	326.1	345.8	364.9	414.9	424.8	474.0		
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	458.8	468.0	478.9	496.2	545.5	571.2	667.3	716.7	742.8		
15. Productores de servicios gubernamentales	1,866.5	1,950.1	1,999.7	2,015.2	2,084.3	2,138.2	2,083.5	2,149.8	2,314.1		
Construcción	162.5	186.6	196.0	212.2	247.2	274.8	361.0	411.5	440.0		
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,530.8	1,591.0	1,624.3	1,679.6	1,742.7	1,762.1	1,876.7	2,064.3	2,132.2		
Hogares privados con servicio doméstico	182.6	184.5	169.4	163.6	170.1	176.8	168.1	174.5	173.6		
16. Productores de servicios domésticos	1,875.9	1,962.1	1,989.6	2,055.5	2,160.0	2,213.8	2,405.7	2,650.3	2,745.7		
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**4,480.0**	**4,667.1**	**4,763.5**	**4,892.9**	**5,135.6**	**5,288.0**	**5,571.4**	**5,941.6**	**6,276.6**		
Más: Derechos de importancion e ITBM											
Más: ITBM que graba las compras de los hogares											
Más: Otros impuestos a los productores											
Menos: Subvenciones a los productos											
Subtotal Impuestos y transferencias	**844.5**	**921.3**	**887.4**	**1,026.3**	**1,122.7**	**1,249.6**	**1,333.1**	**1,440.6**	**1,424.0**		
Producto Interno Bruto Real	**20,958.0**	**22,762.8**	**23,126.7**	**24,460.5**	**27,348.8**	**29,873.0**	**31,851.9**	**33,780.0**	**35,731.6**		
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL		8.61%	1.60%	5.77%	11.81%	9.23%	6.62%	6.05%			
	20,958.0	**22,762.8**	**23,108.9**	**24,426.0**	**27,305.0**	**29,818.1**	**31,920.9**	**33,908.4**	**35,047.9**		**0.0**
		8.61%	1.52%	5.70%	11.79%	9.20%	7.05%	6.23%			-100.00%

PROMEDIO (2007-2013) **7.27%**

REAL 2013 **33,573.5**

FUENTE: **Dirección de Estadisticas y Censo, Panamá en Cifras 2002-06**

Nuevos Estimados de Expertos publicados: LA PRENSA y Capital Financiero

	Desde	Hasta	Promedio
MEF- Gobierno	6.0	7.0	6.30
FMI	6.4	6.2	6.30
World BanK (Banco Mundial)	6.8	6.8	6.20
Banco Interamericano de Desarrrollo (BID)		7.0	6.00
CEPAL	6.0	7.0	5.80
INDESA(Marcos Fernadez G. Chapman)	6.0	7.0	6.50
Panama Economic Insight			6.00
Deloitte	6.0	7.0	5.10
Moody's			
Fitch Ratings			
Latin Consulting			
JP Morgan's		6.5	6.50
Standart & Poor's			
BBVA			
ScotiaBank			
CAMARA DE COMERCIO DE PANAMA	7.0	7.0	7.00
APEDE			
Sindicato de Industriales de Panamá (SIP)			
CAPAC			
Colegio de Economistas		7.0	7.00
Otros Expeertos (N. Ardito barletta)			
Adolfo Quintero		6.5	6.50
Rolando Gordon			
INTRACORP			
The Economist Magazine			
IMAE (Dato original CGR)			
IMAE (Ajuste desfase histórico 3 últimos años)			
PIB IMAE (Ajuste desfase histórico 6 últimos años)			
Promedio simple	**6.31**	**6.82**	**6.27**
Promedio AJUSTADO (Sin Extremos)	**6.24**	**6.87**	**6.31**
MAXIMO			**7.00**
MINIMO			**5.10**

AJUSTES A LAS ESTIMACIONES AÑO 2014

E1		E2		E3		E4			E5	
TENDENCIAL 2007-2015		PROMEDIO DE CAMBIO DE Ultimos 3 Años 2011-13		PROMEDIO DE CAMBIO DE Ultimos 2 años 2012-13		AJUSTADO Estructuras Base E2			AJUSTADO Estructuras Base E2 y Promedios Pronosticos Publicados	al 30/Nov/2014
784.6	-0.7%	811.7	2.7%	809.8	2.5%	811.7	2.7%		792.5	-1.3%
163.0	-1.4%	256.4	55.1%	257.8	56.0%	256.4	55.1%		250.4	12.6%
770.2	49.5%	744.0	44.4%	721.7	40.1%	744.0	44.4%		726.5	12.6%
1,717.8	**16.8%**	**1,796.4**	**22.1%**	**1,780**	**21.0%**	**1,812**	23.2%		**1,769**	20.3%
2,121.3	9.4%	1,936.2	-0.2%	1,926.3	-0.7%	1,936.2	-0.2%	0.00456	1,890.4	-2.1%
1,504.7	31.4%	1,487.0	29.8%	1,485.9	29.7%	1,487.0	29.8%		1,451.9	6.6%
6,158.5	42.1%	6,166.6	42.3%	5,822.9	34.4%	6,166.6	42.3%		6,020.9	14.1%
5,480.7	18.3%	5,315.1	14.7%	5,374.9	16.0%	5,315.1	14.7%	-0.0393	5,189.5	1.5%
14,906.6	**52.5%**	**13,794**	**14.5%**	**13,476**	**11.8%**	**14,905**	23.7%		**14,553**	20.8%
7,198.9	21.2%	6,430.6	8.3%	6,488.5	9.3%	6,430.6	8.3%		6,278.7	-0.3%
1,077.9	17.4%	966.2	5.2%	968.1	5.4%	966.2	5.2%		943.4	-0.8%
2,946.8	21.2%	2,963.5	21.9%	2,951.0	21.4%	2,963.5	21.9%	1.08	2,893.5	4.6%
3,435.3	**30.9%**	3,398.1	29.5%	3,403.2	29.7%	3,398.1	29.5%		3,317.9	6.3%
403.8	**24.1%**	373.9	14.9%	377.1	15.9%	373.9	14.9%		365.0	1.7%
-874.9	**18.2%**	-839.1	13.4%	-836.0	13.0%	-839.1	13.4%		- 819.2	2.1%
14,187.9	**38.3%**	**13,270**	**15.4%**	**13,339**	**16.0%**	**13,293**	**15.6%**		**12,979**	12.9%
504.1	32.1%	517.2	24.7%	506.6	22.1%	517.2	24.7%		505.0	6.5%
805.1	36.4%	810.8	21.5%	783.7	17.5%	810.8	21.5%	0.99	791.6	6.6%
2,334.8	16.9%	2,375.9	14.0%	2,438.8	17.1%	2,375.9	14.0%	1.05	2,319.8	0.2%
494.6	38.8%	514.7	42.6%	485.8	34.6%	514.7	42.6%		502.6	14.2%
2,219.5	42.2%	2,272.0	21.1%	2,272.7	21.1%	2,272.0	21.1%		2,218.4	4.0%
168.1	10.6%	172.5	2.6%	176.4	5.0%	172.5	2.6%		168.4	-3.0%
2,882.2	40.2%	2,950.1	22.6%	2,933.3	21.9%	2,959.3	23.0%		2,889.4	20.1%
6,526.2	**31.5%**	**6,646**	**19.3%**	**6,662**	**19.6%**	**6,663**	**19.6%**		**6,506**	16.8%
				-	#¡DIV/0!	-	#¡DIV/0!		-	#¡DIV/0!
		-		-	#¡DIV/0!	-	#¡DIV/0!		-	
		-		-	#¡DIV/0!	-	#¡DIV/0!		-	
				0.0	#¡DIV/0!	0.0	#¡DIV/0!		0.0	#¡DIV/0!
1,637.9	**22.9%**	**1,487.4**		**1,471.8**	**10.4%**	**1,487.4**	11.6%		**0.0**	-100.0%
38,976.4	**#¡DIV/0!**	**37,929**		**37,845**		**38,160.8**			**37,259.4**	**35,807.2**
26,354										
#¡DIV/0!	#¡DIV/0!	**#¡DIV/0!**		**#¡DIV/0!**		**#¡DIV/0!**			**6.31%**	

16.1%	**13.0%**	**12.7%**	**13.7%**		**11.0%**
			6.3%	<--- Tasa promedio de consultas.	
			#¡DIV/0!	<--- Diferencia	
9.6%					
			-5.11%		

TASAS DE CRECIMIENTO

ANUAL									MEJOR TASA	PEOR TASA	TASA ACUMULADA CAMBIO PROMEDIO ANUAL				
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	**Mejor Tasa**	**Peor Tasa**	**Histórica**	**Ultimos 5 Años**	**Ultimos 4 Años**	**Ultimos 3 Años**	**Ultimos 2 Años**
	2.5%	-12.9%	0.1%	4.6%	2.2%	1.5%	1.2%	0.4%	4.6%	-12.9%	-0.2%	2.0%	1.3%	1.0%	0.8%
	3.1%	-9.3%	-24.7%	-16.5%	-5.2%	14.1%	40.6%	-4.3%	40.6%	-24.7%	-1.9%	4.0%	9.8%	15.4%	16.0%
	28.1%	7.1%	35.3%	22.1%	25.3%	22.6%	17.0%	7.0%	35.3%	7.0%	20.2%	18.6%	17.8%	15.4%	11.9%
	5.7%	**-9.2%**	1.1%	5.4%	7.5%	9.5%	11.2%	**2.2%**	11.2%	-9.2%	4.0%	7.1%	7.5%	7.5%	6.6%
	4.0%	-0.2%	4.4%	6.0%	7.9%	1.3%	0.9%	-1.3%	7.9%	-1.3%	2.8%	2.90%	2.1%	0.3%	-0.2%
	14.7%	11.1%	3.6%	17.6%	11.3%	9.3%	4.7%	13.6%	17.6%	3.6%	10.6%	11.2%	9.7%	9.1%	9.1%
	31.1%	4.1%	8.5%	22.7%	29.9%	31.1%	14.0%	6.8%	31.1%	4.1%	18.0%	20.5%	20.0%	16.9%	10.3%
	7.5%	-3.6%	4.6%	13.6%	4.2%	1.6%	5.5%	4.7%	13.6%	-3.6%	4.7%	5.8%	4.0%	3.9%	5.1%
	12.0%	**0.1%**	**5.4%**	**14.7%**	**12.4%**	**11.3%**	**7.7%**	**-100.0%**	14.7%	-100.0%	**7.8%**	**9.1%**	**7.7%**	**6.2%**	**3.8%**
	7.3%	4.3%	7.1%	18.5%	10.2%	0.3%	1.1%	4.9%	18.5%	0.3%	6.6%	6.8%	4.1%	2.1%	3.0%
	9.3%	0.7%	6.7%	15.2%	8.8%	1.2%	0.4%	3.1%	15.2%	0.4%	5.6%	5.6%	3.3%	1.6%	1.8%
	11.1%	7.6%	-0.8%	7.3%	9.5%	8.0%	3.1%	10.4%	11.1%	-0.8%	7.0%	7.6%	7.7%	7.1%	6.7%
	8.7%	4.1%	13.9%	9.4%	8.1%	8.6%	10.0%	8.1%	13.9%	4.1%	8.8%	8.8%	8.7%	8.9%	9.1%
	4.8%	13.0%	12.2%	4.8%	10.3%	2.3%	4.3%	5.8%	13.0%	2.3%	7.1%	5.5%	5.6%	4.1%	5.1%
	8.3%	4.5%	0.1%	9.8%	12.6%	5.3%	1.3%	7.0%	12.6%	0.1%	6.1%	7.2%	6.5%	4.5%	4.1%
	8.5%	**4.9%**	**7.3%**	**13.9%**	**9.3%**	**3.5%**	**3.6%**	**6.6%**	13.9%	3.5%	**7.2%**	**7.3%**	**5.7%**	**4.5%**	**5.1%**
	2.9%	2.8%	10.5%	6.0%	5.5%	13.7%	2.4%	11.6%	13.7%	2.4%	6.9%	7.8%	8.2%	9.1%	6.9%
	2.0%	2.3%	3.6%	9.9%	4.7%	16.8%	7.4%	3.6%	16.8%	2.0%	6.2%	8.4%	8.0%	9.2%	5.5%
	4.5%	2.5%	0.8%	3.4%	2.6%	-2.6%	3.2%	7.6%	7.6%	-2.6%	2.7%	2.8%	2.6%	2.7%	5.4%
	14.8%	5.0%	8.3%	16.5%	11.2%	31.3%	14.0%	6.9%	31.3%	5.0%	13.3%	15.7%	15.5%	17.0%	10.4%
	3.9%	2.1%	3.4%	3.8%	1.1%	6.5%	10.0%	3.3%	10.0%	1.1%	4.2%	4.9%	5.2%	6.6%	6.6%
	1.0%	-8.2%	-3.4%	4.0%	3.9%	-4.9%	3.8%	-0.5%	4.0%	-8.2%	-0.6%	1.2%	0.5%	-0.6%	1.6%
	4.6%	1.4%	3.3%	5.1%	2.5%	8.7%	10.2%	3.6%	10.2%	1.4%	4.9%	6.0%	6.2%	7.4%	6.8%
	4.2%	**2.1%**	**2.7%**	**5.0%**	**3.0%**	**5.4%**	**6.6%**	**-100.0%**	6.6%	-100.0%	**4.3%**	**5.1%**	**5.1%**	**5.9%**	**6.1%**
	9.1%	**-3.7%**	**15.7%**	**9.4%**	**11.3%**	**6.7%**	**8.1%**	**-1.2%**	**15.7%**	**-3.7%**	**6.7%**	**6.8%**	**6.1%**	**4.5%**	**3.4%**
	8.61%	**1.52%**	**5.70%**	**11.79%**	**9.20%**	**7.05%**	**6.05%**	**-100.00%**	**11.8%**	**-100.0%**	**6.9%**	**7.9%**	**6.9%**	**6.2%**	**5.9%**

CUADRO No. 5
PRE-ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2016, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION Y ESCENARIO (2007=100)

PIB PRE -ESTIMADO AL 2016
SEGÚN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA POR TRIMESTRE
POR PARTICIPACION ESTRUCTURAL Y EFECTO CICLICO TRIMESTRAL
AL TERCER TRIMESTRE DE 2015
(En millones de dólares de 1996)

GRAN DIVISION ECONOMICA	PIB 2014 (pE)	PIB I TRIM 2015 (E)	PIB II TRIM 2015 (E)	PIB III TRIM 2015 (E)	PIB ACUMULADO III TRIM 2015 (E)	TASA DE CRECIMIENTO ACUMULADA III TRIM	ESTRUCTURA III TRIM AÑO 2015 (%)	FACTOR DE AJUSTE CRECIMIENTO AL IV TRIM	TASA AJUSTADA PROMEDIO	TASA DE AJUSTE INDIVIDUAL ULTIMOS TRES	PIB CRECIMIENTO ESPERADO AL AÑO 2016 (%)	FACTOR MULTIPLE PROMEDIO (*)	PIB ESTRUCTURAL AÑO 2016 (%)	ESTRUCTURA AÑO 2016 (%)	FACTOR MULTIPLE AJUSTADO (**)	PIB PRE EST AÑO 2016 POR FACTOR MULT	TASA DE CRECIMIENTO 2016 ESTIMADA	ESTRUCTURA AÑO 201 6 (%)
1. Agricultura, silvicultura y ca	800.1	182.0	192.8	234.3	609.1	0.54%	2.29%	76.61%	0.42%	0.51%	804.2	1.31	797.0	2.22%	1.32	806.4	0.78%	2.25%
2. Pesca	232.3	38.1	42.0	78.8	158.9	-7.02%	0.60%	60.97%	-4.28%	-4.28%	222.4	1.39	221.4	0.62%	1.48	235.3	1.28%	0.66%
3. Explotación de minas y ca	602.8	166.7	146.2	162.1	475.0	6.29%	1.79%	98.26%	6.18%	6.18%	640.0	1.35	639.2	1.78%	1.35	641.1	6.36%	1.79%
Subtotal Sector Primario	**1,635.2**	**386.8**	**381.0**	**475.2**	**1,243.0**	**1.59%**		**102.81%**			**1,666.6**	**1.33**	**1,657.5**	**4.61%**	1.35	1,682.7	2.91%	4.70%
4. Industria Manufacturera	1,956.7	481.1	492.9	507.7	1,481.7	-0.79%	5.58%	96.06%	-0.76%	-0.74%	1,942.2	1.32	1,957.2	5.44%	1.32	1,957.4	0.03%	5.47%
5. Electricidad, gas y agua	1,199.0	293.3	311.4	321.1	925.8	14.16%	3.48%	254.97%	36.09%	13.31%	1,358.5	1.37	1,270.8	3.54%	1.41	1,307.5	9.05%	3.65%
6. Construcción	4,940.3	1,356.1	1,190.7	1,380.3	3,927.1	6.09%	14.78%	95.78%	5.84%	5.73%	5,223.3	1.34	5,259.0	14.63%	1.34	5,251.7	6.30%	14.67%
7. Transporte, almacenamien	4,887.1	1,319.2	1,298.3	1,317.0	3,934.5	5.40%	14.81%	151.35%	8.17%	5.07%	5,135.1	1.35	5,314.2	14.78%	1.32	5,207.3	6.55%	14.54%
Subtotal Sector Secunda	**12,983.1**	**3,449.7**	**3,293.3**	**3,526.1**	**10,269.1**	**5.44%**		**92.16%**			**13,659.1**	**1.34**	**13,801.2**	**38.39%**	1.34	**13,723.9**	**5.71%**	38.33%
8. Comercio al por mayor y a	6,004.8	1,425.8	1,519.2	1,569.4	4,514.4	4.55%	16.99%	87.83%	3.99%	4.27%	6,261.4	1.39	6,257.9	17.41%	1.38	6,223.9	3.65%	17.38%
9. Hoteles y Restaurantes	922.4	253.5	223.5	222.9	699.9	3.66%	2.63%	6.77%	0.25%	3.44%	954.1	1.38	965.1	2.68%	1.37	959.5	4.02%	2.68%
10. Intermediación Financier	2,505.2	675.6	664.0	667.5	2,007.1	10.74%	7.55%	88.26%	9.48%	10.09%	2,758.0	1.37	2,740.4	7.62%	1.37	2,755.6	9.99%	7.70%
11. Actividades Inmobiliarias	2,885.9	695.6	914.7	748.4	2,358.7	7.14%	8.88%	99.22%	7.09%	6.71%	3,079.6	1.34	3,171.3	8.82%	1.32	3,114.3	7.91%	8.70%
12. Enseñanza Privada	339.2	89.7	89.7	89.8	269.2	6.24%	1.01%	103.35%	6.44%	5.86%	359.1	1.34	359.5	1.00%	1.34	360.4	6.26%	1.01%
Menos: Servicio de intermed	-749.9	-180.6	-187.4	-206.9	-574.9	3.98%	-2.16%	75.29%	3.00%	3.74%	-777.9	1.36	-781.0	-2.17%	1.36	-782.1	4.30%	-2.18%
Subtotal Sector Terciari	**11,907.6**	**2,959.6**	**3,223.7**	**3,091.1**	**9,274.4**	**6.51%**		**103.16%**			**12,634.3**	**1.37**	**12,713.2**	**35.36%**	1.36	**12,631.5**	**6.08%**	35.28%
13. Actividades de servicio s	424.8	106.3	113.3	134.2	353.8	10.80%	1.33%	116.89%	12.63%	10.16%	467.9	1.34	473.2	1.32%	1.33	471.6	11.02%	1.32%
14. Otras actividades comun	716.7	198.2	193.0	184.5	575.7	4.31%	2.17%	96.12%	4.14%	4.05%	745.8	1.32	762.5	2.12%	1.31	757.0	5.63%	2.11%
15. Productores de servicios	2,153.4	561.9	575.5	589.7	1,727.1	7.82%	6.50%	123.24%	9.63%	7.35%	2,311.6	1.34	2,321.0	6.46%	1.35	2,333.4	8.36%	6.52%
Construcción	411.5	108.7	95.4	127.6	331.7	6.21%	1.25%	97.18%	6.04%	5.84%	435.5	1.33	442.6	1.23%	1.34	445.4	8.24%	1.24%
Actividades Inmobiliarias, e	2,064.4	523.0	525.9	533.9	1,582.8	3.32%	5.96%	97.25%	3.22%	3.12%	2,128.7	1.34	2,123.8	5.91%	1.34	2,122.9	2.83%	5.93%
Hogares privados con serv	174.5	45.1	43.9	43.9	132.9	0.68%	0.50%	89.42%	0.61%	0.64%	175.6	1.33	177.2	0.49%	1.33	177.4	1.65%	0.50%
16. Productores de servicios	2,650.4	676.8	665.2	705.4	2,047.4	3.60%	7.70%	102.78%	3.70%		2,739.9	1.34	2,743.7	7.63%	1.34	2,745.6	3.59%	7.67%
Subtotal Sector Terciari	**5,945.3**	**1,543.2**	**1,547.0**	**1,613.8**	**4,704.0**	**5.72%**	**17.70%**	**97.95%**			**6,265.2**	**1.34**	**6,300.4**	**17.53%**	1.34	**6,307.6**	**6.09%**	17.62%
Más: Derechos de importanc																		
Más: ITBM que graba las co																		
Más: Otros impuestos a los p																		
Menos: Subvenciones a los p																		
Subtotal Impuestos y tr	**1,440.6**	**350.9**	**371.4**	**360.0**	**1,082.3**	**-2.32%**	**4.07%**	**97.20%**	**-2.25%**	-2.18%	**1,409.2**	**1.36**	**1,477.1**	**4.11%**	1.35	1,462.1	1.49%	**4.08%**
Producto Interno Bruto Re	**33,780.0**	**8,581.1**	**8,725.4**	**8,954.7**	**26,261.2**	**5.83%**	**100.0%**	**97.5%**			**35,634.4**	1.35	**35,949.5**	**100.00%**	1.34	**35,807.8**	**6.00%**	**100.00%**
TASA DE VARIACION		**6.06%**	**5.83%**	**5.60%**	**5.83%**						**5.49%**		**6.42%**			**6.00%**		

CUADRO No. 6
REGISTROS DEL PIB, INEC BASES: 1970, 1982, 1996, 2007

COMPARATIVO DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB
SERIES INDEPENDIENTES 1970, 1982, 1996, 2007
AÑOS BASES 1982, 1996, 2003, 2007

DATOS	AÑOS	SERIES INDIVIDUALES										SERIES HISTORICAS											
		CGRP (INEC)										PREEICA				ETESA							
		BASE:1970		BASE:1982		BASE:1996 (R)		BASE: 2007		Nueva BASE: 2007		BASE:1970 CEPAL		BASE:1982 PREEICA		BASE:1982MOD		BASE:1996MOD		BASE:2007			
		Serie Constante Rev. $=1970 Años 1970-81		Serie Constante Rev. $=1982 Años 1980-95		Serie Constante Rev. $=1996 Años 1996-06		Resultados Preeliminares Cambio de Base=2007		Volumenes Encadenados Cambio de Base=2007		DATASER.CONST 70		PROY PREEICA CONST 82		CONST 82 PREEICA MOD 70-01		PIB CONST BASE 1996		Resultados Preeliminares Cambio de Base PRE 2007		Volumnes encadenados Cambio de Base 2007	
1	1970	1,021.2										1,016.3		2,725.2		2,421.0		3,541.4		4,379.1		4,345.2	
2	1971	1,119.4	9.6%									1,113.9	9.6%	2,977.7	9.3%	2,654.3	9.6%	3,883.0	9.6%	4,801.5	9.6%	4,764.3	9.6%
3	1972	1,170.7	4.6%									1,165.3	4.6%	3,153.1	5.9%	2,775.2	4.6%	4,059.8	4.6%	5,020.2	4.6%	4,981.3	4.6%
4	1973	1,233.5	5.4%									1,228.3	5.4%	3,323.6	5.4%	2,924.1	5.4%	4,277.6	5.4%	5,289.5	5.4%	5,248.5	5.4%
5	1974	1,263.7	2.4%									1,258.1	2.4%	3,459.6	4.1%	2,995.7	2.4%	4,382.3	2.4%	5,419.0	2.4%	5,377.0	2.4%
6	1975	1,285.7	1.7%									1,278.2	1.6%	3,541.6	2.4%	3,047.8	1.7%	4,458.6	1.7%	5,513.3	1.7%	5,470.6	1.7%
7	1976	1,307.1	1.7%									1,299.1	1.6%	3,612.6	2.0%	3,098.6	1.7%	4,532.8	1.7%	5,605.1	1.7%	5,561.6	1.7%
8	1977	1,321.4	1.1%									1,313.6	1.1%	3,692.9	2.2%	3,132.5	1.1%	4,582.4	1.1%	5,666.4	1.1%	5,622.5	1.1%
9	1978	1,450.8	9.8%									1,442.4	9.8%	3,980.3	7.8%	3,439.3	9.8%	5,031.2	9.8%	6,221.3	9.8%	6,173.1	9.8%
10	1979	**1,516.3**	**4.5%**									1,507.1	4.5%	4,205.9	5.7%	3,595.1	4.5%	5,258.3	4.5%	6,502.2	4.5%	6,451.8	4.5%
11	**1980**	1,714.7	13.1%	4,141.5	**15.2%**							**1,736.4**	15.2%	4,141.5	-1.5%	4,141.5	15.2%	6,058.7	15.2%	7,490.5	15.2%	7,432.5	15.2%
12	1981	1,780.1	3.8%	4,522.8	**9.2%**								9.4%	4,522.8	9.2%	4,522.8	9.2%	6,616.6	9.2%	8,180.1	9.2%	8,116.7	9.2%
13	1982			4,764.7	**5.3%**								4.2%	4,764.7	5.3%	4,764.7	5.3%	6,970.4	5.3%	8,617.7	5.3%	8,550.9	5.3%
14	1983			4,550.7	**-4.5%**								5.5%	4,550.7	-4.5%	4,550.7	-4.5%	6,657.4	-4.5%	8,230.6	-4.5%	8,166.8	-4.5%
15	1984			4,674.0	**2.7%**								2.9%	4,674.0	2.7%	4,674.0	2.7%	6,837.7	2.7%	8,453.6	2.7%	8,388.1	2.7%
16	1985			4,905.0	**4.9%**								1.8%	4,905.0	4.9%	4,905.0	4.9%	7,175.7	4.9%	8,871.4	4.9%	8,802.7	4.9%
17	1986			5,080.0	**3.6%**									5,080.0	3.6%	5,080.0	3.6%	7,431.7	3.6%	9,187.9	3.6%	9,116.7	3.6%
18	1987			4,988.1	**-1.8%**									4,988.1	-1.8%	4,988.1	-1.8%	7,297.3	-1.8%	9,021.7	-1.8%	8,951.8	-1.8%
19	1988			4,320.7	**-13.4%**									4,320.7	-13.4%	4,320.7	-13.4%	6,320.9	-13.4%	7,814.6	-13.4%	7,754.0	-13.4%
20	1989			4,388.2	**1.6%**									4,388.2	1.6%	4,388.2	1.6%	6,419.6	1.6%	7,936.7	1.6%	7,875.2	1.6%
21	1990			4,743.6	**8.1%**									4,743.6	8.1%	4,743.6	8.1%	6,939.6	8.1%	8,579.5	8.1%	8,513.0	8.1%
22	1991			5,190.4	**9.4%**									5,190.4	9.4%	5,190.4	9.4%	7,593.2	9.4%	9,387.6	9.4%	9,314.8	9.4%
23	1992			5,616.1	**8.2%**									5,616.1	8.2%	5,616.1	8.2%	8,216.0	8.2%	10,157.5	8.2%	10,078.8	8.2%
24	1993			5,922.5	**5.5%**									5,922.5	5.5%	5,922.5	5.5%	8,664.2	5.5%	10,711.7	5.5%	10,628.7	5.5%
25	1994			6,091.3	**2.9%**									6,091.3	2.9%	6,091.3	2.9%	8,911.2	2.9%	11,017.0	2.9%	10,931.6	2.9%
26	1995			6,198.0	**1.8%**									6,198.0	1.8%	6,198.0	1.8%	9,067.3	1.8%	11,210.0	1.8%	11,123.1	1.8%
27	1996			6,372.2	**2.8%**	9,322.1	**2.8%**							6,372.2	2.8%	6,372.2	2.8%	9,322.1	2.8%	11,525.1	2.8%	11,435.7	2.8%
28	1997			6,657.5	**4.5%**	9,924.4	**6.5%**							6,657.5	4.5%	6,657.5	4.5%	9,924.5	6.5%	12,269.8	6.5%	12,174.7	6.5%
29	1998			6,947.2	**4.4%**	10,653.0	**7.3%**							6,947.2	4.4%	6,947.2	4.4%	10,653.0	7.3%	13,170.5	7.3%	13,068.4	7.3%
30	1999			7,169.9	**3.2%**	11,070.3	**3.9%**							7,169.9	3.2%	7,169.9	3.2%	11,070.2	3.9%	13,686.3	3.9%	13,580.2	3.9%
31	2000			7,345.7	**2.5%**	11,370.9	**2.7%**							7,345.7	2.5%	7,345.8	2.5%	11,370.9	2.7%	14,058.0	2.7%	13,949.1	2.7%
32	2001			7,365.2	**0.3%**	11,436.2	**0.6%**							7,365.2	0.3%	7,301.5	0.3%	11,436.2	0.6%	14,138.7	0.6%	14,029.2	0.6%
33	2002					11,691.1	**2.2%**							7,667.7	4.1%			11,691.1	2.2%	14,453.9	2.2%	14,341.9	2.2%
34	2003					12,182.8	**4.2%**							7,867.1	2.6%			12,182.8	4.2%	15,061.8	4.2%	14,945.0	4.2%
35	2004					13,099.2	**7.5%**							8,358.2	6.2%			13,099.2	7.5%	16,194.7	7.5%	16,069.2	7.5%
36	2005					14,041.2	**7.2%**							9,064.1	8.4%			14,041.2	7.2%	17,359.3	7.2%	17,224.8	7.2%
37	2006					15,238.6	**8.5%**							9,770.8	7.8%			15,238.6	8.5%	18,839.7	8.5%	18,693.7	8.5%
38	2007					17,084.4	**12.1%**	**21,121.9**		**20,958.0**				10,981.9	12.4%			17,084.4	12.1%	21,121.9	12.1%	**20,958.0**	12.1%
39	2008					18,812.9	**10.1%**	23,053.9	**9.1%**	**22,762.8**	**8.6%**			12,110.5	10.3%			18,812.9	10.1%	23,053.9	**9.1%**	**22,762.8**	**8.6%**
40	2009					19,538.4	**3.9%**	23,970.1	**4.0%**	**23,126.7**	**1.6%**			12,504.9	3.3%			19,538.4	3.9%	23,970.1	**4.0%**	**23,126.7**	**1.6%**
41	2010					20,994.4	**7.5%**	25,372.8	**5.9%**	**24,460.5**	**5.8%**			13,497.8	7.9%			20,994.4	7.5%	25,372.8	**5.9%**	**24,460.5**	**5.8%**
42	2011					23,274.5	**10.9%**	28,105.5	**10.8%**	**27,348.8**	**11.8%**			14,925.0	10.6%			23,274.5	10.9%	28,105.5	**10.8%**	**27,348.8**	**11.8%**
43	2012					25,787.1	**10.8%**	30,985.5	**10.2%**	**29,873.0**	**9.2%**			16,511.1	10.6%			25,787.1	10.8%	30,985.5	**10.2%**	**29,873.0**	**9.2%**
44	2013							33,573.5	**8.4%**	**31,851.9**	**6.6%**			17,679.6	7.1%					33,573.5	**8.4%**	**31,851.9**	**6.6%**
45	2014							35,687.3	**6.3%**	**33,780.0**	**6.1%**									35,687.3	**6.3%**	**33,780.0**	**6.1%**
46	2015																					**35,731.6**	**5.8%**

6.1%						
5.8%						
-100.0%						

Notas:

Base :1982 Datos 1970-2001 — Empalme de serie consytantes — Historicos del PIB a Precios constantes 1946- 2000 — Empalme deSeries a Precios del Año Base 1982 — 7.5%

7.3%

Base :1996 Datos 1996-en Adelante — Cuentas Nacionales 1996-2003 — Resultados finales del proceso de compilación y actualización del Año Base y series de las Cuentas Nacionales (CN), 1996,
Datos hasta el año 2012 — Panama en Cifras, Años 2008 - 2012

Base :2007 Resultados Preliminares del Cambio de Año Base del Sistema de Cuentas Nacionales de Panamá, al año 2007 y Series Corrientes y Constantes: Años 2007-13
Datos 2009 al 2013 — Panama en Cifras, Años 2009 - 2013 — Resultados Preeliminares del Cambio del Año Base 2007 - 2013 — 19 marzo del 2014

N Base :2007 Datos 2009 al 2013 — El INEC, del CGR, presenta las nuevas series preliminares de (CN) con año de referencia 2007, y sus mediciones en términos reales, esto es, corregidas por el efecto de los precios como volúmenes encadenados. 31 julio del 2015

CUADRO No. 7
ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)

ALTERNATIVAS A LA ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017
SEGÚN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA AL TERCER TRIMESTRE DEL 2016
(En millones de dólares de 2007)

GRAN DIVISION ECONOMICA	AÑO 2016 PRE ESTIMADO				AÑO 2017								
					ESCENARIO OPTIMISTA (1)			ESCENARIO MODERADO (2)			ESCENARIO PESIMISTA (3)		
	PIB 2016 (PE)	ESTRUCTURA ESTIMADA(P) AÑO 20165 (%)	TASA DE CRECIMIENTO PRE ESTIMADA 2016/2015	VARIACION DEL PIB I SEM 2014-2013	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA (Promedio)	PIB ESTIMADO AÑO 2017 OPTIMISTA	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO AÑO 2017 MODERADO	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO AÑO 2017 PESISMISTA	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)
1. Agricultura, silvicultura y caza	802.4	2.14%	-0.11%	-0.47%	1.05%	810.8	2.02%	-0.18%	800.9	2.03%	-12.87%	699.1	1.81%
2. Pesca	203.5	0.54%	-4.28%	36.13%	-0.27%	202.9	0.50%	-1.92%	199.6	0.51%	-4.30%	194.7	0.50%
3. Explotación de canteras	698.9	1.87%	6.18%	11.92%	12.00%	782.8	1.95%	7.00%	747.8	1.90%	7.00%	747.8	1.94%
Subtotal Sector Primario	**1,704.8**	**4.55%**	**0.00%**	**5.45%**		**1,796.5**	**4.47%**		**1,748.4**	4.43%		**1,641.7**	4.25%
4. Industria Manufacturera	1,876.9	5.01%	-0.74%	0.53%	0.30%	1,882.5	4.68%	-0.21%	1,872.9	4.75%	-1.34%	1,851.8	4.79%
5. Electricidad, gas y agua	1,506.4	4.02%	13.31%	-1.02%	13.63%	1,711.7	4.26%	10.63%	1,666.5	4.22%	6.99%	1,611.7	4.08%
6. Construcción	5,716.4	15.26%	5.73%	15.51%	10.41%	6,311.3	15.70%	6.82%	6,106.1	15.48%	4.07%	5,949.1	15.40%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	5,207.7	13.90%	5.07%	7.67%	4.66%	5,450.5	13.56%	4.66%	5,450.3	13.81%	3.05%	5,366.8	13.89%
Subtotal Sector Secundario y de infraestructura	**14,307.4**	**38.18%**		**8.59%**		**15,356.0**	**38.20%**		**15,095.7**	38.26%		**14,779.4**	38.26%
8. Comercio al por mayor y al por menor	6,505.1	17.36%	4.27%	3.27%	4.91%	6,824.2	16.97%	4.27%	6,783.1	17.19%	2.10%	6,641.9	17.19%
9. Hoteles y Restaurantes	972.5	2.60%	3.44%	-1.41%	5.58%	1,026.7	2.55%	3.44%	1,005.9	2.55%	0.71%	979.4	2.54%
10. Intermediación Financiera	2,947.4	7.87%	10.09%	3.16%	10.42%	3,254.4	8.10%	6.75%	3,146.2	7.97%	6.75%	3,146.2	8.15%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	3,302.3	8.81%	6.71%	9.23%	8.13%	3,570.7	8.88%	6.71%	3,524.0	8.93%	4.08%	3,437.1	8.90%
12. Enseñanza Privada	398.3	1.06%	5.86%	4.08%	7.12%	426.7	1.06%	5.86%	421.6	1.07%	4.15%	414.8	1.07%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-842.1	-2.25%	4.91%	6.33%	7.04%	-901.4	-2.24%	7.04%	-901.4	-2.28%	7.04%	-901.4	-2.33%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**13,283.5**			**3.91%**		**14,201.3**	**35.32%**		**13,979.4**	35.43%		**13,718.1**	35.51%
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	490.9	1.31%	3.57%	1.67%	11.59%	547.8	1.36%	2.29%	502.2	1.27%	2.29%	502.2	1.30%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	754.8	2.01%	1.62%	4.37%	3.64%	782.3	1.95%	2.02%	770.0	1.95%	2.02%	770.0	1.99%
15. Productores de servicios gubernamentales	2,550.1	6.81%	10.20%	4.91%	9.46%	2,791.4	6.94%	9.46%	2,791.4	7.07%	5.26%	2,684.4	6.95%
Construcción	476.2	1.27%	8.23%	19.01%	10.46%	526.0	1.31%	2.87%	489.9	1.24%	2.87%	489.9	1.27%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	2,199.8	5.87%	3.17%	2.99%	6.64%	2,345.9	5.84%	2.88%	2,263.1	5.74%	2.09%	2,245.7	5.81%
Hogares privados con servicio doméstico	165.7	0.44%	-4.66%	3.61%	3.05%	170.8	0.42%	1.64%	168.4	0.43%	0.64%	166.8	0.43%
16. Productores de servicios domésticos	2,825.1	7.54%		5.01%		3,042.7	7.57%		2,921.4	7.40%		2,902.3	7.51%
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**6,620.9**			**4.70%**		**7,164.1**	**17.82%**		**6,985.0**	17.70%		**6,858.9**	17.76%
Más: Derechos de importancion e ITBM													
Más: ITBM que graba las compras de los hogares													
Más: Otros impuestos a los productores													
Menos: Subvenciones a los productos													
Subtotal Impuestos y transferencias	**1,575.2**	4.20%	10.62%		6.92%	**1,684.2**	4.19%	4.53%	**1,646.6**	4.17%	3.46%	**1,629.6**	4.22%
Producto Interno Bruto Real	**37,471.8**			**6.16%**		**40,202.2**	100.00%	0.00%	**39,455.1**	100.00%		**38,627.7**	100.00%
TASA DE VARIACION	37,491.8					**7.29%**			**5.29%**			**3.08%**	

Las tasas de variaciones utilizadas para degfinir el posible estado de los diferentes rubros del PIB en el año 2013, se enmarcan prtrincipalmente dentro de los pronosticos publicados por Entidades Internacionales y expertos economistas.

(1) Comportamiento esperado con base en la variacion anual de uno de los mejores año del periodo 2005-2011. Variacion del Ultimo año 2011 (10.85%). PIB Tres metodologias (M), Variacion de Tasa de crecimiento Anual. Columna AL
(2) Basado en el comportamiento historico promedio de los años 2001-2011. Casi similar a la variacion evidenciada en el año 2010. Resultando en una tasa de crecimiento promedio anual 2001-2011 (>7.4%). PIB Tres metodologias (M), Variacion de Tasa de crecimiento Anua Promedio. Columna AM
(3) Basado en el peor comportamiento del periodo 2001-2011, Variacion anual del año 2009,(< 4.0%) . PIB Tres metodologias (M), Variacion de Tasa de crecimiento Anua Promedio. Columna AJ

FUENTE: Desarrollo propio con base en data de la Dirección de Estadisticas y Censo, Panamá en Cifras 2002-06

Más: Derechos de importancion e ITBM
Más: ITBM que graba las compras de los hogares
Más: Otros impuestos a los productores
Menos: Subvenciones a los productos
Subtotal Impuestos y transferencias

PROPORCION ESTRUCTURAL DEL 2008
Más: Derechos de importancion e ITBM
Más: ITBM que graba las compras de los hogares
Más: Otros impuestos a los productores
Menos: Subvenciones a los productos
Subtotal Impuestos y transferencias

CUADRO No. 8
PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2016 - 2030

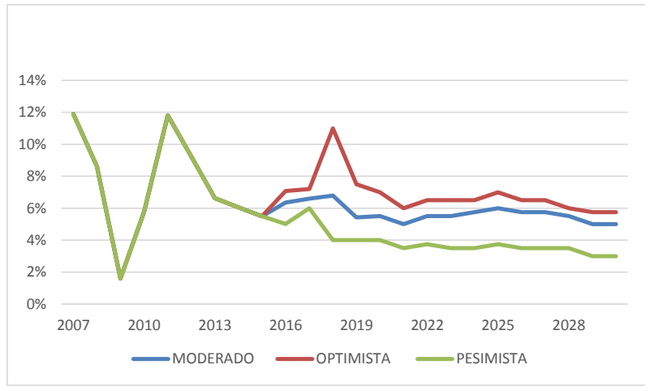
ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PESIN 2016-2030 EN CONSIDERACION AL PIB PRE-ESTIMADO DE 2015

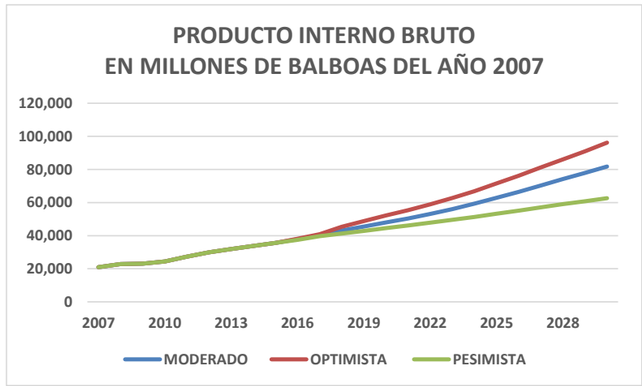
A precios del Año 2007

AÑOS		Producto Interno Bruto Estimado al III Trimestre 2015 de 5.49% (1) ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA (4		ESCENARIO PESIMISTA (5)	
		MODERADO		OPTIMISTA		PESIMISTA	
		VAR. ANUAL		VAR. ANUAL		VAR. ANUAL	
		(En miles de Balboas)	(En %)	(En miles de Balboas)	(En %)	(En miles de Balboas)	(En %)
2007		20,958.0	11.90%	20,958.0	11.90%	20,958.0	11.90%
2008		22,762.8	8.61%	22,762.8	8.61%	22,762.8	8.61%
2009		23,126.7	1.60%	23,126.7	1.60%	23,126.7	1.60%
2010	REAL	24,460.5	5.77%	24,460.5	5.77%	24,460.5	5.77%
2011	PREEELIMINAR	27,348.8	11.81%	27,348.8	11.81%	27,348.8	11.81%
2012		29,873.0	9.23%	29,873.0	9.23%	29,873.0	9.23%
2013		31,851.9	6.62%	31,851.9	6.62%	31,851.9	6.62%
2014		33,780.0	6.05%	33,780.0	6.05%	33,780.0	6.05%
2015	ESTIMADO	35,634.4	5.49%	35,634.4	5.49%	35,634.4	5.49%
2016		37,899.4	6.36%	38,155.2	7.07%	37,423.1	5.02%
2017		40,400.8	6.60%	40,902.4	7.20%	39,668.5	6.00%
2018		43,145.5	6.79%	45,401.6	11.00%	41,255.2	4.00%
2019		45,486.1	5.43%	48,806.7	7.50%	42,905.4	4.00%
2020		47,987.9	5.50%	52,223.2	7.00%	44,621.6	4.00%
2021	PRONOSTICOS	50,387.3	5.00%	55,356.6	6.00%	46,183.4	3.50%
2022		53,158.6	5.50%	58,954.8	6.50%	47,915.3	3.75%
2023		56,082.3	5.50%	62,786.8	6.50%	49,592.3	3.50%
2024		59,307.0	5.75%	66,868.0	6.50%	51,328.0	3.50%
2025		62,865.4	6.00%	71,548.7	7.00%	53,252.8	3.75%
2026		66,480.2	5.75%	76,199.4	6.50%	55,116.7	3.50%
2027		70,302.8	5.75%	81,152.4	6.50%	57,045.8	3.50%
2028		74,169.5	5.50%	86,021.5	6.00%	59,042.4	3.50%
2029		77,877.9	5.00%	90,967.8	5.75%	60,813.6	3.00%
2030		81,771.8	5.00%	96,198.4	5.75%	62,638.0	3.00%

Crecimiento Anual

Tipo		Periodo			
Estudio	2007-2029	**(2007-2026)**	**6.41%**	**7.14%**	**5.29%**
Histórico	2006-2013	(2007-2014)	**7.70%**	**7.70%**	**7.70%**
Pronostico	2016-2030	(2015-2029)	**5.69%**	**6.84%**	**3.83%**
Corto Plazo	2016-2019	(2016-2019)	**6.29%**	**8.18%**	**4.75%**
Medio Plazo	2019-2025	(2019-2025)	**5.54%**	**6.58%**	**3.67%**
Largo Plazo	2025-2029	(2025-2030)	**5.40%**	**6.10%**	**3.30%**
Periodo M y LP	2019-2028	(2019-2030)	**5.48%**	**6.36%**	**3.50%**





NOTAS:

(1) Escenarios a partir de un Producto Interno Bruto preeliminar del 2013 de 8.35%, y del pre -estimado para el año 2014 de 6.43%.

(2) Escenarios ajustados a partir de un Producto Interno Bruto estimado de año 2014 de 6.43%, derivado del comportamiento preliminar del PIB durante los dos primeros trimestres del año, con respecto al promedio estructural del mismo durante el periodo historico 2007-2013 . Boletin de la Dirección de Estadisticas y Censo,

(3) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2015 con respecto al año precedente fueron estimadas en 6.98, 8.92 y 3.07 por ciento. Tasa derivadas de la simulacion del PIB, desarrollado para el año 2012. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2012.

(4) Las tasas de crecimiento previstas para el periodo inmediato de corto plazo 2015-2018, estan basada en las perpecstivas generales emitidos por entidades internacionales como FMI, Cepal de acuerdo al comportamiento excepcional de los ultimos años de la economia panameña.

(5) Para el periodo de mediano y largo plazo, las tasas de crecimiento estan basadas en el mismo concepto anterior, derivados de los efectos de la Ampliacion del Canal de Panamá

(6) Escenario Moderado esta basado en el escenario ***"mas probable"*** un poco por debajo de los parametros potenciales de crecimiento.

(7) Escenario Optimista esta basado en el ***"mejor escenario"*** , definido por el potencial de la economuia nacional de 7% anual sostenido.

(8) Escenario Pesimista esta basado en el ***"peor escenario"*** , de casi la mitad del crecimiento potencial de la economia nacioana, entre un tres (3) y un cuatro(4) % anual sostenido.

Fuente: Desarrollo de ETESA con base al registro preliminara del Tercer Trimestre del año 2015

CUADRO No. 9

PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2016 - 2030

ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA EN EL PRODUCTO INTERNO BRUTO

DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PLAN 2016-2030

EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2015

EMPALMADO a Precios de 2007 (Datos Encadenados)

AÑOS		Producto Interno Bruto 2015 de 5.49%					
		ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA		ESCENARIO PESIMISTA	
		MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)
	2007=100						
2007		1,546.0		1,546.0		1,546.0	
2008		1,607.2	3.95%	1,607.2	3.95%	1,607.2	3.95%
2009		1,603.3	-0.24%	1,603.3	-0.24%	1,603.3	-0.24%
2010		1,673.2	4.36%	1,673.2	4.36%	1,673.2	4.36%
2011	REAL	1,773.1	5.97%	1,773.1	5.97%	1,773.1	5.97%
2012		1,913.8	7.93%	1,913.8	7.93%	1,913.8	7.93%
2013		1,939.1	1.32%	1,939.1	1.32%	1,939.1	1.32%
2014		1,956.7	0.91%	1,956.7	0.91%	1,956.7	0.91%
2015		1,930.5	-1.34%	1,930.5	-1.34%	1,930.5	-1.34%
2016		1,876.9	-2.78%	1,876.9	-2.78%	1,876.9	-2.78%
2017	ESTIMADOS	1,872.9	-0.21%	1,882.5	0.30%	1,851.8	-1.34%
2018		1,913.7	2.18%	1,935.8	2.83%	1,880.0	1.52%
2019		1,964.0	2.63%	1,986.8	2.63%	1,897.1	0.91%
2020		2,015.7	2.63%	2,039.1	2.63%	1,914.4	0.91%
2021		2,083.1	3.34%	2,107.1	3.34%	1,964.8	2.63%
2022	PRONOSTICOS	2,152.6	3.34%	2,177.5	3.34%	2,016.5	2.63%
2023		2,224.5	3.34%	2,250.2	3.34%	2,069.6	2.63%
2024		2,298.8	3.34%	2,325.4	3.34%	2,124.1	2.63%
2025		2,359.3	2.63%	2,419.9	4.07%	2,180.0	2.63%
2026		2,421.4	2.63%	2,518.3	4.07%	2,237.4	2.63%
2027		2,485.2	2.63%	2,620.6	4.07%	2,296.3	2.63%
2028		2,550.6	2.63%	2,689.6	2.63%	2,356.7	2.63%
2029		2,617.7	2.63%	2,760.4	2.63%	2,418.8	2.63%
2030		2,686.6	2.63%	2,833.1	2.63%	2,482.5	2.63%
2031		2,757.4	2.63%	2,907.7	2.63%	2,547.8	2.63%

					533.5	610.0	610.0		
					555.9	633.9	633.9		
					577.5	630.1	630.1		
					609.4	637.0	637.0		
					619.8	657.6	657.6		
						679.7	679.7		
							675.7		
tasa							684.0		
	2.18%						692.4		
							701.0		
							709.6		
		0.02178292	0.0283178	0.01524805			718.3		
		0.02632604	0.02632604	0.00909409			727.2		
		0.02632604	0.02632604	0.00909409			736.1		
		0.03339314	0.03339314	0.02632604			745.2		
		0.03339314	0.03339314	0.02632604			754.4		
		0.03339314	0.03339314	0.02632604			763.7		
		0.03339314	0.03339314	0.02632604			773.1		
		0.02632604	0.04065184	0.02632604			782.6		
		0.02632604	0.04065184	0.02632604			792.2		
		0.02632604	0.04065184	0.02632604			802.0		
		0.02632604	0.02632604	0.02632604					
		0.02632604	0.02632604	0.02632604					
		0.02632604	0.02632604	0.02632604					
		0.02632604	0.02632604	0.02632604					

Crecimiento Anual

Tipo	Años	Periodo			
Estudio	23	**(2007-2030)**	**2.46%**	**2.69%**	**2.11%**
Histórico	7	(2007-2014)	**3.42%**	**3.42%**	**3.42%**
Pronostico	15	(2010-2023)	**2.23%**	**2.59%**	**1.69%**
Corto Plazo	4	(2011-2014)	**0.43%**	**0.72%**	**-0.44%**
Medio Plazo	6	(2015-2020)	**3.10%**	**3.34%**	**2.34%**
Largo Plazo	5	(2030-2025)	**2.63%**	**3.20%**	**2.63%**

NOTAS:

(1) Escenarios a partir de un Producto Interno bruto al 2010 de 7.6%, estimado previsto inicial del MEF para este año.

(2) Escenarios a partir de un Producto Interno bruto al 2011 de 10.91%, derivado del comportamiento real del PIB durante los dos primeros trimestres del año, Boletin de la Dirección de ESTAdisticas y Censo, ' Evolucion Trimestral del PIB (II Trimestre del 2008). Con un incremento de 10.33% del I semestre del año con respecto al año anterior. Ademas, el Indice Mensual de la actividad Económica (IMAE) de enero-agosto del 2008 muestra un incremento sobre el 9 por ciento, con respecto al mismo periodo del año anterior.

(3) Escenario Moderado esta basado en el escenario ***"mas probable"*** definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansion del Canal, incremento de 3.5% de peajes,e inversion de 5.5 miles de millones de $ USA.

(4) Escenario Optimista esta basado en el ***"mejor escenario"*** , definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansion del Canal , incremento de 3.5% de peajes,e inversion de 4.7 miles de millones de $ USA.

(5) Escenario Pesimista esta basado en el ***"peor escenario"*** , definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansion del Canal , incremento de 3.5% de peajes,e inversion de 4.7 miles de millones de $ USA.

(6) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2012 con respecto al año precedente fueron estimadas en 7.85, 11.39 y 4.31 por ciento. Tasa derivadas de la simulacion del PIB, desarrollado para el año 2012. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2012.

Fuente: Desarrollo de ETESA basados en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de un Modelo Matematico de Insumo- Producto, para mostrar los impactos directos,inducidos, paralelos y del Conglomerado del canal en la economia nacional . ***"Estudio del Impacto Economico del Canal y el Proyecto de Ampliacion en el Ambito Nacional".*** Revision, Abril de 2006***.***

CUADRO No. 10

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO BASE **MODERADO**

Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	3.95%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.24%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.36%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	5.97%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.93%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.32%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.91%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.34%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.78%	5.0%
2017	**39,455**	**5.3%**	**1,872.9**	**-0.21%**	**4.7%**
2018	41,980	6.4%	1,913.7	2.18%	4.6%
2019	44,751	6.6%	1,964.0	2.63%	4.4%
2020	47,615	6.4%	2,015.7	2.63%	4.2%
2021	50,472	6.0%	2,083.1	3.34%	4.1%
2022	53,551	6.1%	2,152.6	3.34%	4.0%
2023	56,764	6.0%	2,224.5	3.34%	3.9%
2024	59,886	5.5%	2,298.8	3.34%	3.8%
2025	63,030	5.3%	2,359.3	2.63%	3.7%
2026	66,339	5.3%	2,421.4	2.63%	3.7%
2027	69,656	5.0%	2,485.2	2.63%	3.6%
2028	73,138	5.0%	2,550.6	2.63%	3.5%
2029	76,613	4.8%	2,617.7	2.63%	3.4%
2030	80,252	4.8%	2,686.6	2.63%	3.3%
2031	84,064	4.8%	2,757.4	2.63%	3.3%
PROMEDIO		**5.5%**		**2.6%**	**4.0%**

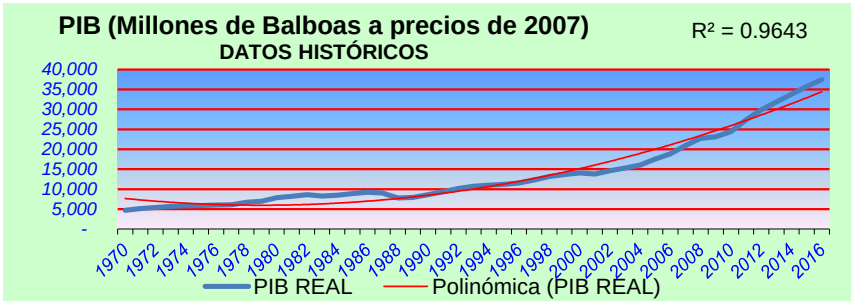
PREMISAS 11.260% 3.543%

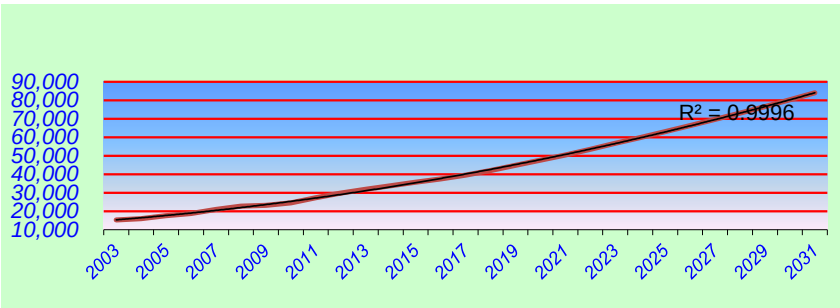
a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 5.5%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

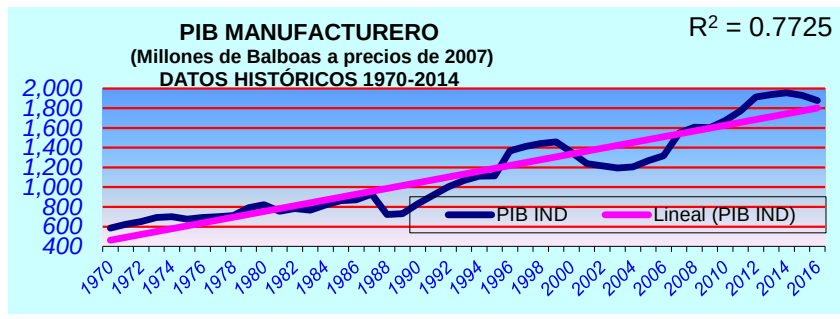
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.0% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años. 2.567%

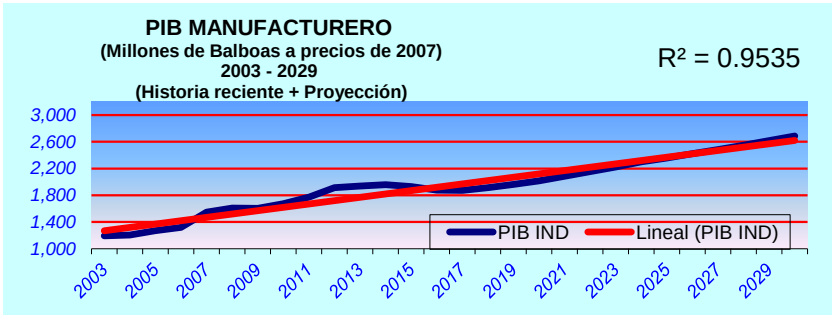
-4.0%

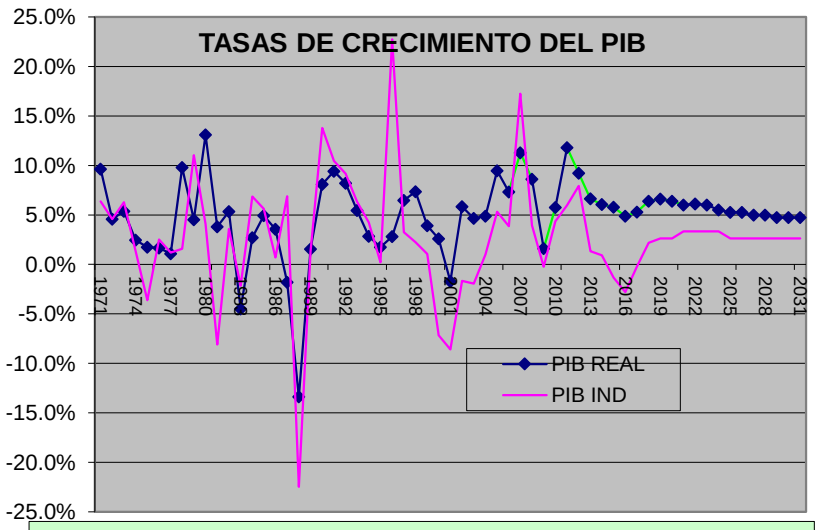
Promedios	PIB TOTAL TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo	**13.1%**		**22.7%**	**12.2%**
Promedio		-1.74%		
2017	**5.29%**		**-0.21%**	**4.75%**
2017-2016	5.08%	-6.58%	-1.50%	4.75%
2017-2020	6.17%	-4.37%	1.81%	4.48%
2021-2031	5.30%	-2.41%	2.89%	3.67%
2005-2016	7.37%			
2008-2016	6.70%			
2010-2016	7.39%			
1970-2016	4.72%			

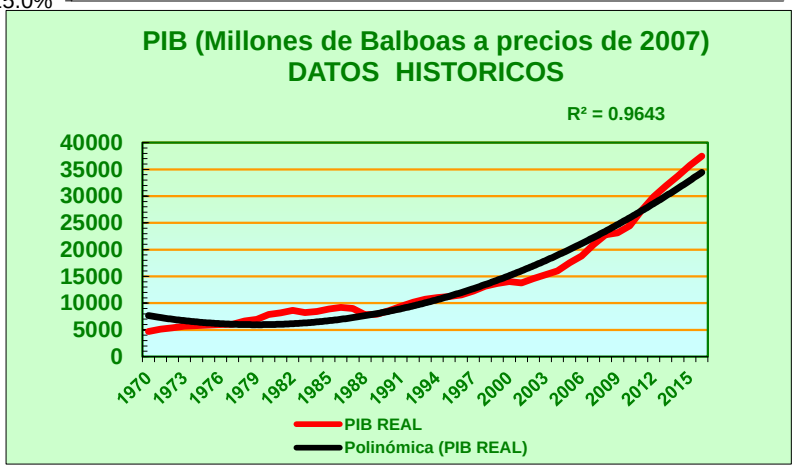












ARCHIVO: Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
HOJA: 10-PIB 2017-Moderado Base-2007

5/3/2017

CUADRO No. 11

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO ALTO (ALTO

Millones de Balboas de 2007

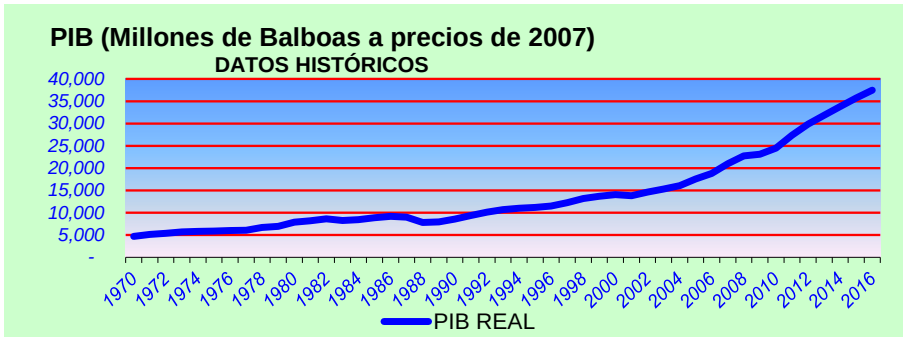
AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	3.95%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.24%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.36%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	5.97%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.93%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.32%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.91%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.34%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.78%	5.0%
2017	**40,202**	**7.3%**	**1,882.5**	**0.30%**	**4.7%**
2018	43,177	7.4%	1,935.8	2.83%	4.5%
2019	46,761	8.3%	1,986.8	2.63%	4.2%
2020	50,642	8.3%	2,039.1	2.63%	4.0%
2021	54,693	8.0%	2,107.1	3.34%	3.9%
2022	58,932	7.7%	2,177.5	3.34%	3.7%
2023	63,499	7.7%	2,250.2	3.34%	3.5%
2024	68,262	7.5%	2,325.4	3.34%	3.4%
2025	73,040	7.0%	2,419.9	4.07%	3.3%
2026	78,153	7.0%	2,518.3	4.07%	3.2%
2027	83,233	6.5%	2,620.6	4.07%	3.1%
2028	88,643	6.5%	2,689.6	2.63%	3.0%
2029	93,961	6.0%	2,760.4	2.63%	2.9%
2030	99,599	6.0%	2,833.1	2.63%	2.8%
2031	105,575	6.0%	2,907.7	2.63%	2.8%
PROMEDIO		**7.2%**		**3.0%**	**3.5%**

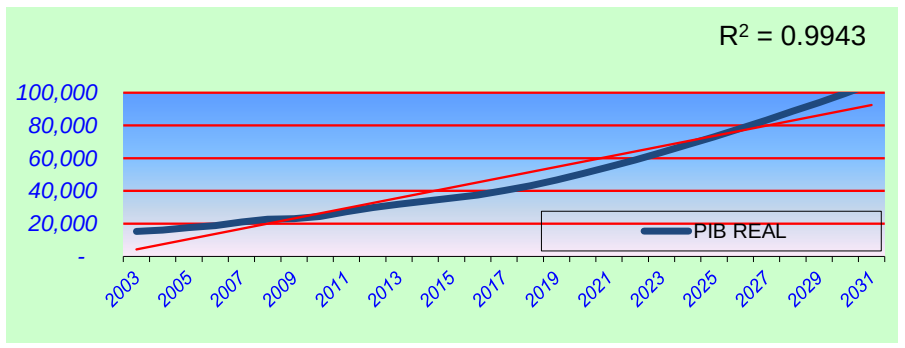
PREMISAS 7.142% 3.543%

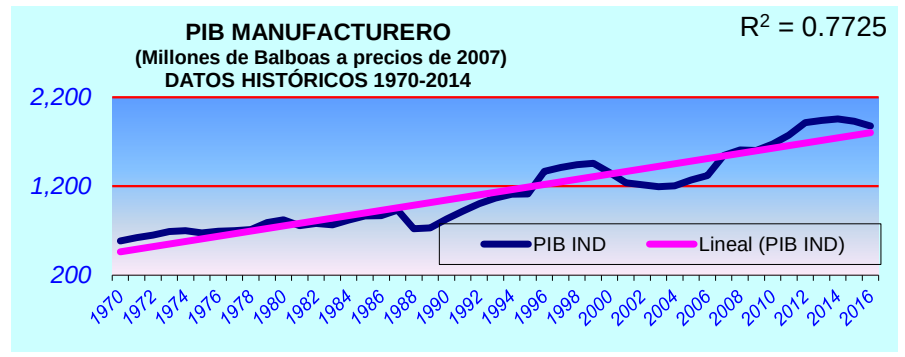
a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual mayor de 7%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

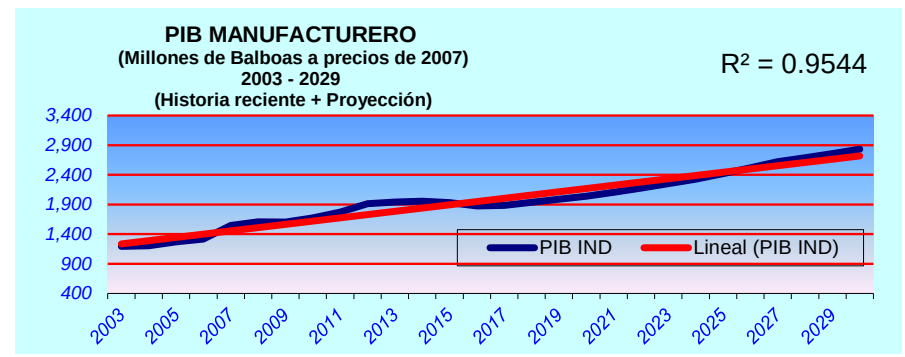
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 3.5% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años. 2.567%

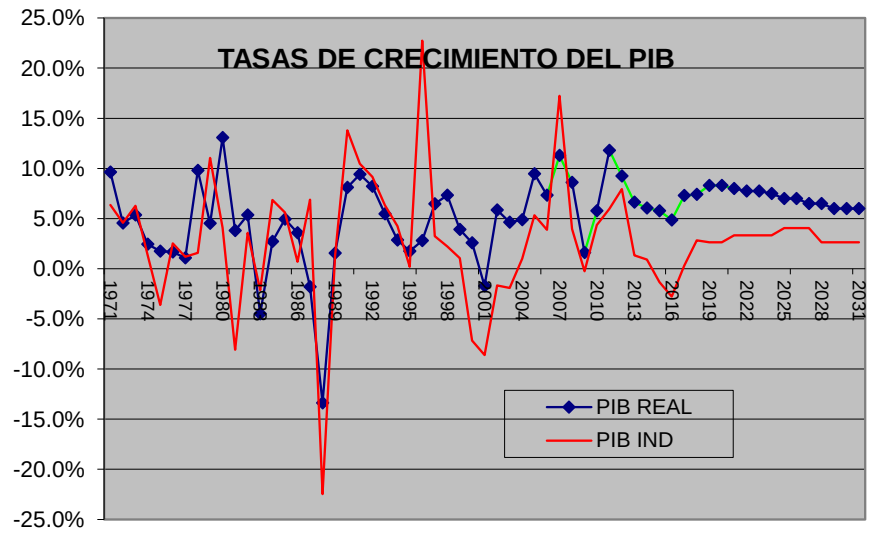
Promedios	PIB TOTAL TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo	**13.1%**		**22.7%**	**12.2%**
Promedio		-1.74%		
2017	**7.29%**		**0.30%**	**4.68%**
2017-2016	6.08%	-7.32%	-1.24%	4.68%
2017-2020	8.00%	-5.90%	2.10%	4.36%
2021-2031	6.91%	-3.63%	3.28%	3.25%
2005-2016	7.37%			
2008-2016	6.70%			
2010-2016	7.16%			
1970-2016	4.72%			

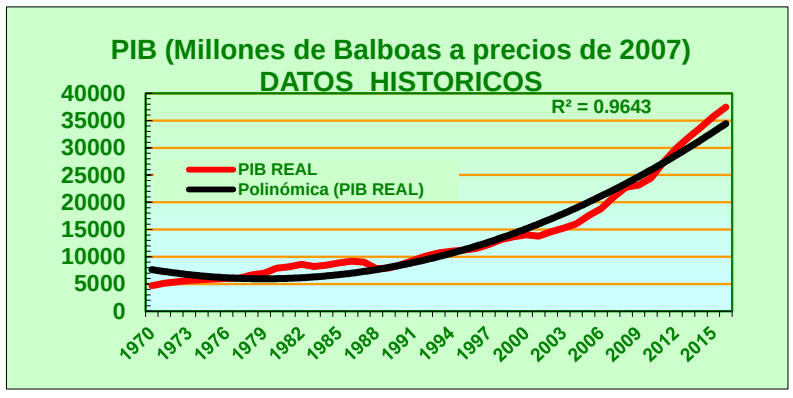












PIB	MANUFACTURA
	0.08611509
	0.01598661
	0.0576736
	0.11808017
	0.09229655
	0.06624377
	0.06053328
	0.05777383
	0.04870199

ARCHIVO: Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
HOJA: 11- PIB 2017 -ALTO Base-2007

5/3/2017

CUADRO No. 12

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO BAJO **F BAJO**

Millones de Balboas de 2007

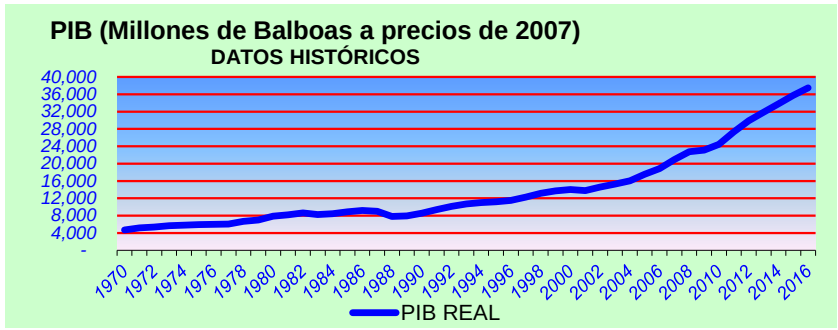
AÑO	TOTAL PIB REAL	VAR%	INDUSTRIA PIB IND	VAR%	%/TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	4.0%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.2%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.4%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	6.0%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.9%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.3%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.9%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.3%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.8%	5.0%
2017	**38,628**	**3.1%**	**1,851.8**	**-1.34%**	**4.8%**
2018	40,076	3.8%	1,880.0	1.52%	4.7%
2019	41,579	3.8%	1,897.1	0.91%	4.6%
2020	42,930	3.2%	1,914.4	0.91%	4.5%
2021	44,540	3.8%	1,964.8	2.63%	4.4%
2022	45,988	3.2%	2,016.5	2.63%	4.4%
2023	47,368	3.0%	2,069.6	2.63%	4.4%
2024	48,670	2.8%	2,124.1	2.63%	4.4%
2025	50,009	2.8%	2,180.0	2.63%	4.4%
2026	51,384	2.8%	2,237.4	2.63%	4.4%
2027	52,668	2.5%	2,296.3	2.63%	4.4%
2028	53,985	2.5%	2,356.7	2.63%	4.4%
2029	55,200	2.3%	2,418.8	2.63%	4.4%
2030	56,442	2.3%	2,482.5	2.63%	4.4%
2031	57,712	2.2%	2,547.8	2.63%	4.4%
PROMEDIO		**2.9%**		**2.1%**	**4.4%**

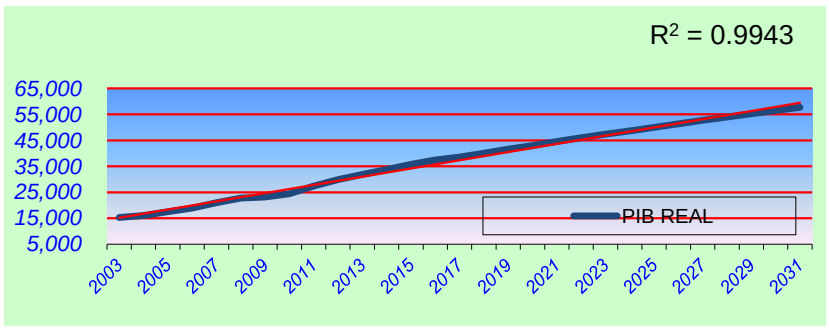
PREMISAS 7.142% 4.596%

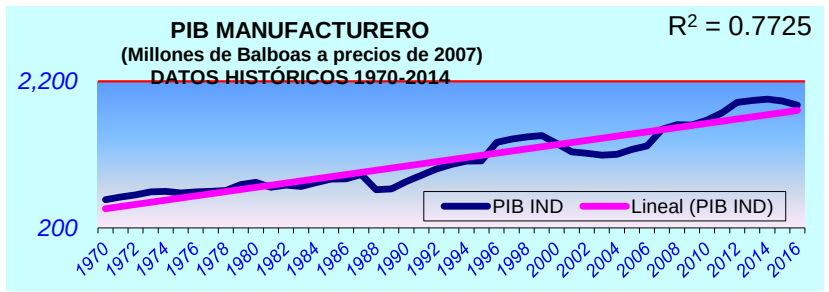
a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 3.0%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

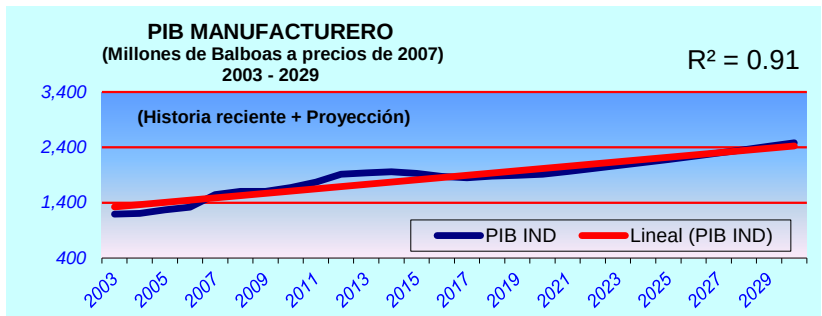
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4 % del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años. 2.567%

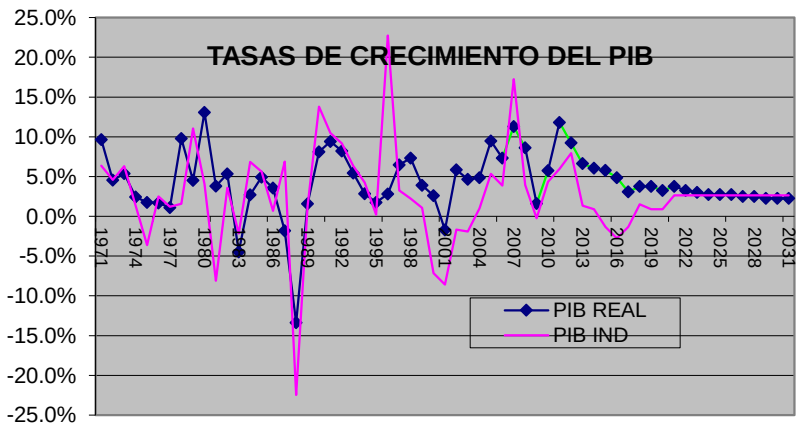
Promedios	PIB TOTAl TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.48%	-3.94%	2.54%	7.02%
Máximo	**13.1%**		**22.7%**	**12.2%**
Promedio		-1.66%		
2017	**4.87%**		**-2.78%**	**5.40%**
2017-2016	5.32%	-7.38%	-2.06%	5.01%
2017-2020	3.86%	-4.28%	-0.42%	4.76%
2021-2031	2.82%	-0.34%	2.48%	4.38%
2005-2013	7.60%			
2008-2013	6.93%			
2010-2015	7.54%			
1970-2015	4.72%			

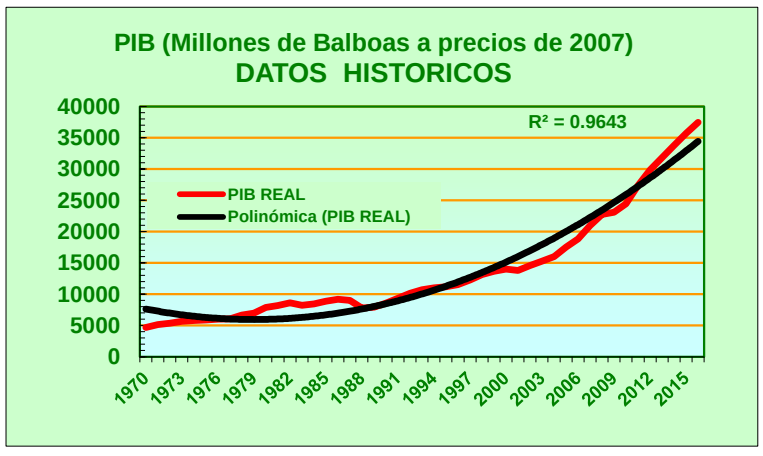












ARCHIVO: Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
HOJA: 12-PIB2017 -BAJO Base-2007

5/3/2017

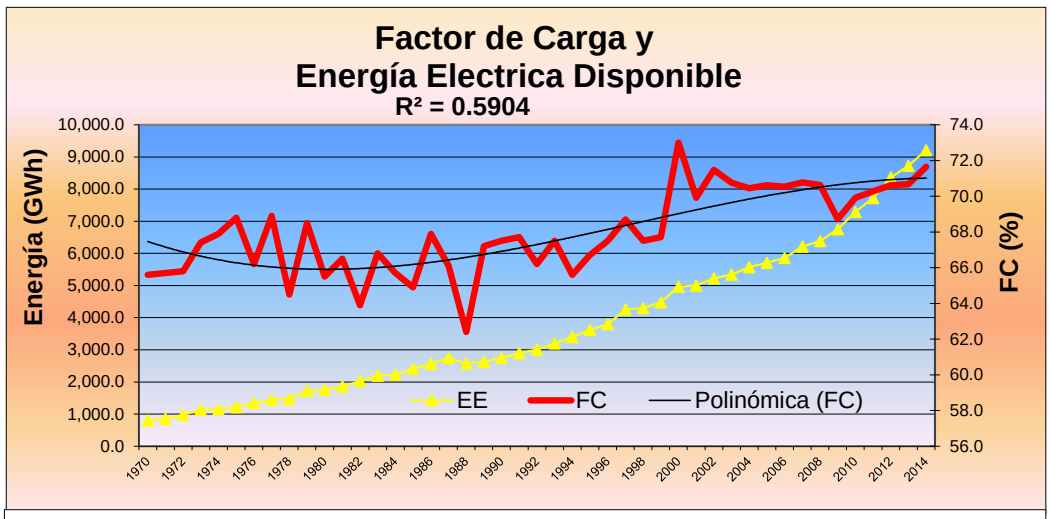
CUADRO No. 13
RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS

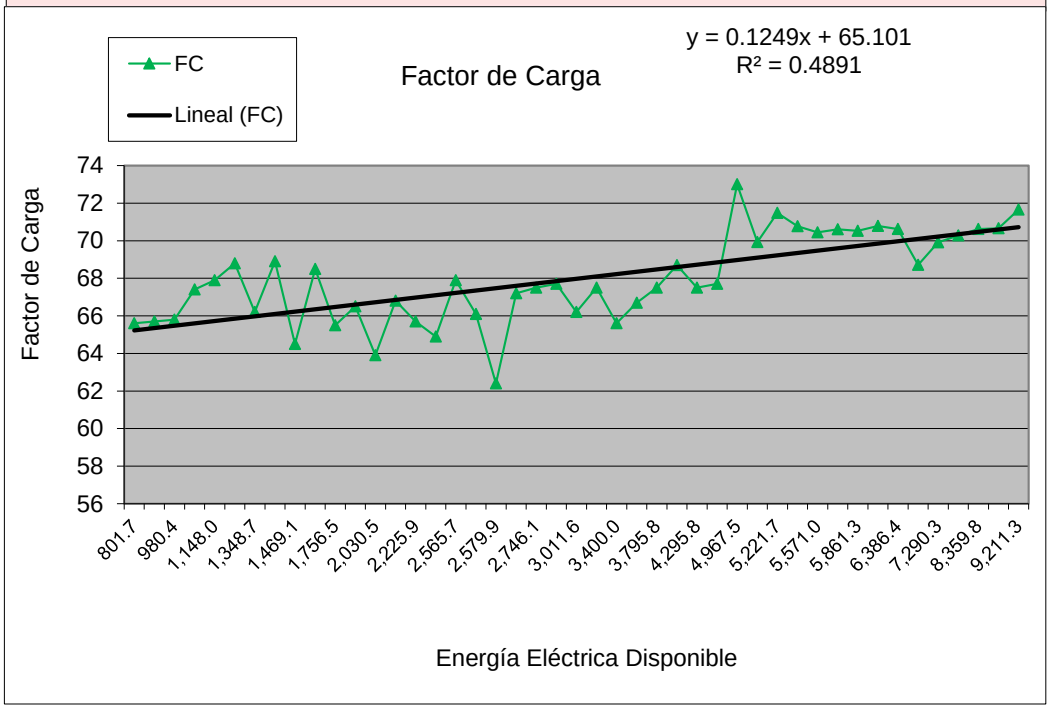
RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS
2017-2031

PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)				
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2012	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo	13.08%	0.00%	22.74%	12.20%
Promedio		-1.74%		
ESCENARIO MODERADO				
2017	**5.29%**		**-0.21%**	**4.75%**
2017-2016	5.08%	-6.58%	-1.50%	4.75%
2016-2020	6.17%	-4.37%	1.81%	4.48%
2021-2031	5.30%	-2.41%	2.89%	3.67%
ESCENARIO OPTIMISTA				
2017	**7.29%**		**0.30%**	**4.68%**
2017-2016	6.08%	-7.32%	-1.24%	4.68%
2016-2020	8.00%	-5.90%	2.10%	4.36%
2021-2031	6.91%	-3.63%	3.28%	3.25%
ESCENARIO PESISMISTA				
2017	**4.87%**		**-2.78%**	**5.40%**
2017-2016	5.32%	-7.38%	-2.06%	5.01%
2016-2020	3.86%	-4.28%	-0.42%	4.76%
2021-2031	2.82%	-0.34%	2.48%	4.38%

CUADRO No. 14
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL

	FC		EE			
		Var Anual		Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.3	-0.31	0%
1971	65.7	0.2%	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	0.2%	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	2.4%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	**69.9**	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.6	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.28	0%
2013	70.7	-0.9%	8,722.1	70.5	-0.20	0%
2014	**71.7**	-0.9%	9,211.3	70.6	-1.07	-1%
2015	**71.5**	0.9%	9,905.9	70.7	-0.82	-1%
	68.1	0.18%	Promedios---->		-0.05	-65.9%
	-0.2%					





Estimados:
AÑOS

	PRNOSTICO LINEAL	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA	
2015	**71.5**	70.6	71.5	69.6	71.8
2016	71.9	70.7	71.6	69.4	68.5
2017	72.1	70.7	71.6	69.1	68.7
2018	72.3	70.7	71.7	68.8	68.9
2019	72.4	70.7	71.7	68.5	69.1
2020	72.6	70.7	71.8	68.7	69.3
2021	72.8	70.7	71.9	68.8	69.5
2022	73.0	70.7	71.9	68.9	69.7
2023	73.2	70.7	72.0	69.1	69.9
2024	73.4	70.7	72.1	69.2	70.1
2025	73.6	70.7	72.1	69.3	70.3
2026	73.7	70.7	72.2	69.5	70.5
2027	73.9	70.7	72.3	69.6	70.7
2028	74.1	70.7	72.3	69.8	70.9
2029	74.3	70.7	72.4	69.9	71.2
2030	74.5	70.7	72.5	70.0	71.2
2031	74.7	70.7	72.5	70.2	71.2
2032	74.8	70.7	72.6	70.3	72.2

<--valores ideales a adopar por el modelo
por mecanismo de cálculo de variación anual

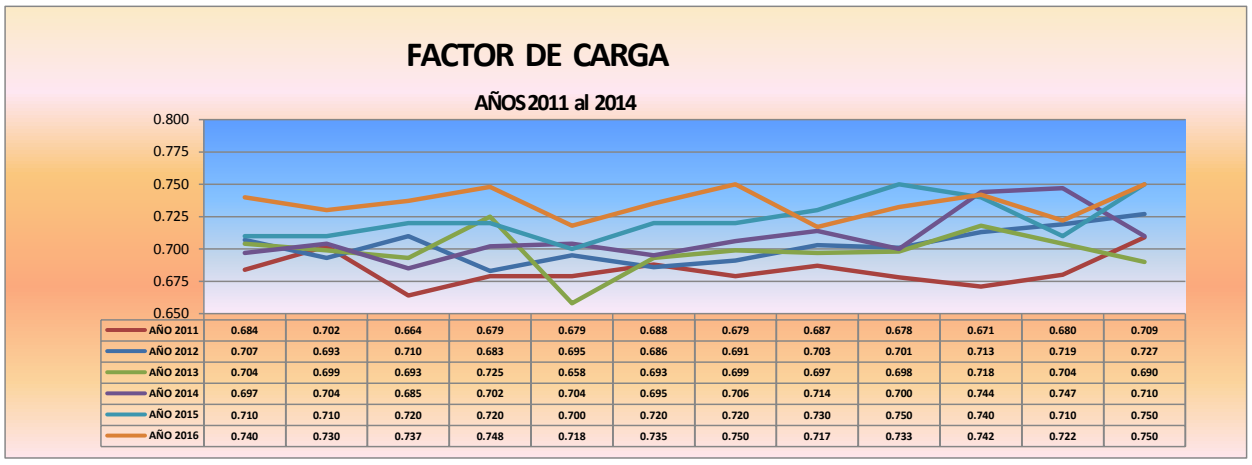
	PROMEDIO	VARIACION ANUAL
(1970-2010)	67.7	0.16%
(1970-1998)	66.6	0.10%
(1999-2008)	70.6	0.47%
(1999-2009)	70.4	0.15%
(1999-2010)	70.4	0.29%
(2000-2005)	71.0	0.70%
(2000-2008)	70.9	-0.41%
(2006-2010)	**70.6**	0.84%
(2009-2014)	70.3	0.24%
(2010-2014)	70.6	0.84%

AÑOS		VALOR	TASA
MODERADO			
2016		70.7	
2015-2016	3	70.7	0.03%
2016-2019	12	70.7	
2020-2030		70.7	
PERIODO		70.7	0.00%
OPTIMO			
2016		71.6	
2015-2016	3	70.7	0.03%
2016-2019	12	71.5	0.09%
2020-2030			
PERIODO			0.09%
PESIMISTA			
2016		69.6	
2015-2016	5	69.2	-0.39%
2016-2019	10	70.6	0.19%
2020-2030			
PERIODO			0.05%

CUADRO No. 15 - A
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014

FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
POR MESES (ENERO - DICIEMBRE)
AÑOS 2011 -2014

	1	2	3	4	5	6					
	AÑO 2011	AÑO 2012	FC AÑO 2013	FC AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	PROMEDIO		TASAS DE CRECIMIENTO		
	REGISTRO	REGISTRO	REGISTRO	REGISTRO	REGISTRO	REGISTRO	NORMAL	AJUSTADO			
							2016-2011		2016-11	2014-2011	2016-2013
Ene	0.684	0.707	0.704	0.697	0.710	0.740	0.707	0.705	1.6%	0.6%	1.7%
Feb	0.702	0.693	0.699	0.704	0.710	0.730	0.706	0.704	0.8%	0.1%	1.5%
Mar	0.664	0.710	0.693	0.685	0.720	0.737	0.702	0.702	2.1%	1.0%	2.1%
Abr	0.679	0.683	0.725	0.702	0.720	0.748	0.710	0.708	2.0%	1.1%	1.0%
May	0.679	0.695	0.658	0.704	0.700	0.718	0.692	0.695	1.1%	1.2%	3.0%
Jun	0.688	0.686	0.693	0.695	0.720	0.735	0.703	0.699	1.3%	0.3%	2.0%
jul	0.679	0.691	0.699	0.706	0.720	0.750	0.708	0.704	2.0%	1.3%	2.4%
Ago	0.687	0.703	0.697	0.714	0.730	0.717	0.708	0.708	0.9%	1.3%	0.9%
Sept	0.678	0.701	0.698	0.700	0.750	0.733	0.710	0.708	1.6%	1.1%	1.6%
Oct	0.671	0.713	0.718	0.744	0.740	0.742	0.721	0.728	2.0%	3.5%	1.1%
Nov	0.680	0.719	0.704	0.747	0.710	0.722	0.714	0.714	1.2%	3.2%	0.8%
Dec	0.709	0.727	0.690	0.710	0.750	0.750	0.723	0.724	1.1%	0.0%	2.8%
PROMEDIO	**0.683**	**0.702**	**0.698**	0.709	**0.723**	**0.735**	**0.709**	**0.708**	1.5%	1.2%	1.7%
Minimo	**0.664**	**0.683**	**0.658**	**0.685**	**0.700**	**0.717**	**0.692**	**0.695**	1.5%	1.0%	2.9%
Maximo	**0.709**	**0.727**	**0.725**	**0.747**	**0.750**	**0.750**	**0.723**	**0.728**	1.1%	1.8%	1.1%

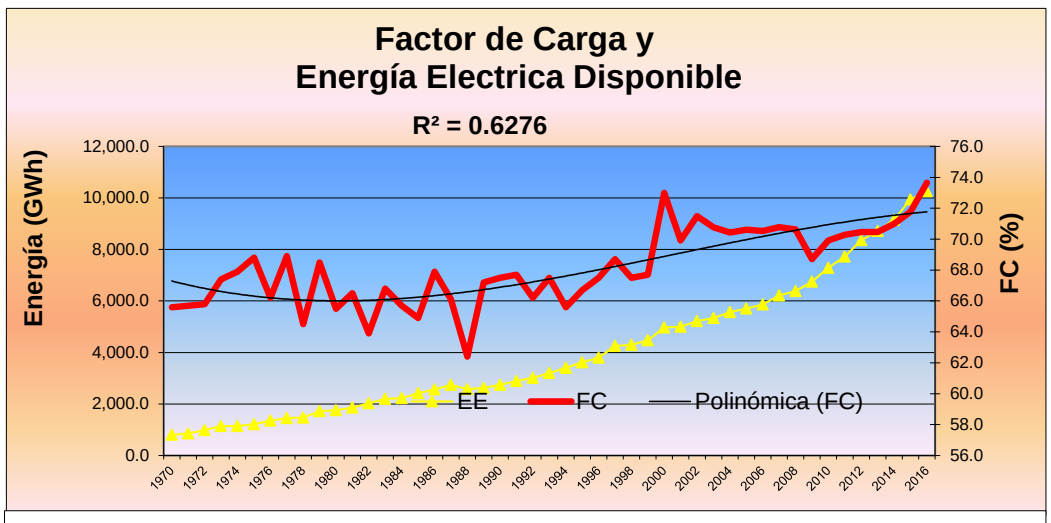


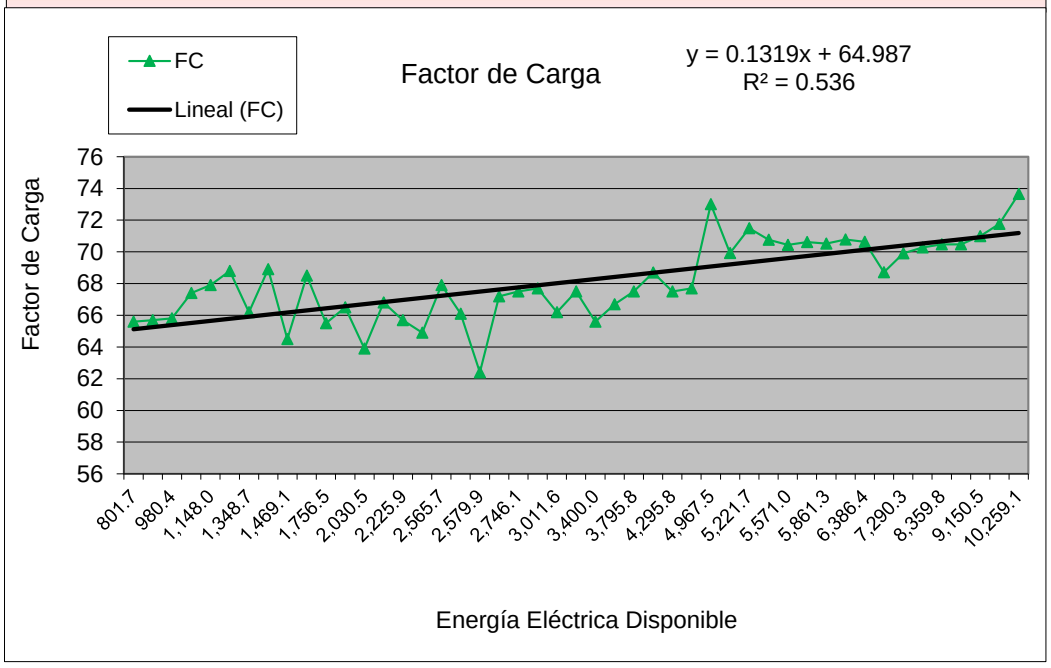
Estimados: Pronóstico AÑOS	PR0NOSTICO LINEAL	MODERADO 2016-2011	OPTIMISTA 2016-2013	PESIMISTA 2014-2013	
	PARAMETROS	1.5%	1.7%	1.2%	
2017	72.1	0.746	0.748	0.744	68.7
2018	72.3	0.757	0.761	0.753	68.9
2019	72.4	0.768	0.774	0.763	69.1
2020	72.6	0.779	0.788	0.772	69.3
2021	72.8	0.791	0.801	0.782	69.5
2022	73.0	0.803	0.815	0.791	69.7
2023	73.2	0.814	0.829	0.801	69.9
2024	73.4	0.826	0.844	0.811	70.1
2025	73.6	0.839	0.858	0.821	70.3
2026	73.7	0.851	0.873	0.831	70.5
2027	73.9	0.863	0.888	0.842	70.7
2028	74.1	0.876	0.904	0.852	70.9
2029	74.3	0.889	0.919	0.863	71.2
2030	74.5	0.902	0.935	0.873	71.2
2031	74.7	0.915	0.952	0.884	71.2
2032	74.8	0.929	0.968	0.895	72.2

<--valores ideales a adopar por el modelo
por mecanismo de cálculo de variación anual

CUADRO No. 14
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL(SNE Cuadro GE-14)

	FC		EE			
		Var Anual		Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.2	-0.37	-1%
1971	65.7	0.2%	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	0.2%	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	2.4%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	**69.9**	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.5	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.12	0%
2013	70.5	-0.9%	8,722.1	70.5	0.00	0%
2014	**71.0**	-0.9%	9,150.5	70.6	-0.40	-1%
2015	**71.8**	0.9%	9,939.0	70.7	-1.06	-1%
2016	**73.7**	0.9%	10,259.1	70.8	-2.83	-4%
	68.2	0.20%	Promedios---->		-0.10	-63.3%
	-0.2%					





Estimados: Pronóstico Lineal
Con Año Base: 2015

AÑOS	PRNOSTICO LINEAL	TASAS DE CAMBIO ANUAL MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA	PROMEDIO	
2015	**71.9**	**71.8**	**71.8**	**71.8**	**71.1**	
2016	**72.1**	**73.7**	**73.7**	**73.7**	**71.9**	
2017	72.3	73.9	74.0	73.8	73.8	<--valores ideales a adopar por el modelo
2018	72.5	74.1	74.4	73.9	73.9	por mecanismo de cálculo de variación anual
2019	72.8	74.3	74.8	74.0	74.1	
2020	73.0	74.5	75.2	74.1	74.2	
2021	73.2	74.7	75.6	74.2	74.4	
2022	73.4	75.0	76.0	74.3	74.5	
2023	73.6	75.2	76.4	74.4	74.7	
2024	73.8	75.4	76.8	74.5	74.8	
2025	74.0	75.6	77.2	74.6	75.0	
2026	74.2	75.8	77.6	74.8	75.1	
2027	74.5	76.1	78.0	74.9	75.3	
2028	74.7	76.3	78.4	75.0	75.4	
2029	74.9	76.5	78.9	75.1	75.6	
2030	75.1	76.7	79.3	75.2	75.7	
2031	75.3	77.0	79.7	75.3	75.9	

PERIODOS	PROMEDIO	VARIACION ANUAL
(1970-2010)	67.7	0.16%
(1970-1998)	66.6	0.10%
(1999-2008)	**70.6**	**0.47%**
(1999-2009)	**70.4**	**0.15%**
(1999-2010)	70.4	0.29%
(1998-2016)	70.5	0.49%
(2014-2015)	71.4	1.09%
(2016-2015)	72.7	2.64%
(2000-2005)	71.0	0.70%
(2000-2008)	70.9	-0.41%
(2002-2010)	70.4	-0.09%
(2009-2016)	**70.8**	**0.53%**
(2010-2016)	71.3	0.94%

CUADRO N°. 16
PREMISAS Y PROYECCCIONES DE PERDIDAS DE ENERGIA

PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

AÑO	Ventas de Energia Sectores Basicos	PERDIDAS		
		Total	Transmision	Distribución
2001	3,839	1,066	132.00	934.01
2002	4,014	1,109	191.64	917.08
2003	4,201	1,036	153.33	882.44
2004	4,475	976	186.63	789.76
2005	4,658	930	160.47	769.47
2006	4,813	927	118.39	809.40
2007	5,174	911	124.18	786.70
2008	5,320	778	149.76	774.50
2009	5,579	1,016	162.09	853.67
2010	6,019	1,058	189.54	868.07
2011	6,385	1,123	169.90	952.97
2012	6,937	1,190	231.00	958.68
2013	7,246	1,224	222.00	1,002.36
2014	7,534	1,328	257.13	1,070.80
2015	8,101	1,570	357.42	1,212.94
2016	8,353.7	1,556.8	358.12	1,198.68
TASAS	5.3%	2.6%	6.9%	1.7%

Estructura respecto a Energía Disponible		
	Transm.	Distrib.
5,000	2.6%	18.7%
5,222	3.7%	17.6%
5,343	2.9%	16.5%
5,571	3.4%	14.2%
5,711	2.8%	13.5%
5,861	2.0%	13.8%
6,209	2.0%	12.7%
6,386	2.3%	12.1%
6,754	2.4%	12.6%
7,290	2.6%	11.9%
7,723	2.2%	12.3%
8,360	2.8%	11.5%
8,722	2.5%	11.5%
9,151	2.8%	11.7%
9,939	3.6%	12.2%
10,205	3.5%	11.7%
5.6%	1.9%	-3.0%
	2.0%	-1.2%

ESTADISTICAS DE ASEP
VENTAS DE ENERGIA POR EMPRES Y TIPO DE CLIENTE

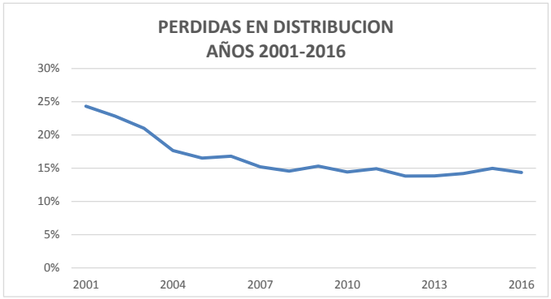
	ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA RECIBIDA	PERDIDAS DISTRIBUCION DECLARADAS		DIIFERENCIA	OTROS CONSUMOS
1.302465431	4,999.9	4,594.5	711.86	15.49%	222.15	5.30
1.300715078	5,221.7	4,777.6	739.12	15.47%	177.95	
1.271843851	5,342.6	4,954.8	765.93	15.46%	116.51	
1.244885601	5,571.0	5,117.0	659.79	12.89%	129.97	
1.225939252	5,711.0	5,257.0	599.63	11.41%	169.83	
1.217728522	5,861.3	5,540.3	654.93	11.82%	154.47	
1.199948746	6,208.8	5,798.9	595.53	10.27%	191.17	
1.200373058	6,386.4	5,963.7	688.40	11.54%	86.09	
1.21063791	6,753.7	6,295.7	639.19	10.15%	214.48	
1.21130337	7,290.3	6,593.9	652.73	9.90%	215.34	
1.20944803	7,722.5	6,964.1	707.05	10.15%	245.92	
1.205044775	8,359.8	7,547.8	749.83	9.93%	208.85	
1.203704042	8,722.1	7,878.6	782.61	9.93%	219.75	
1.214575825	9,150.5	8,230.2	883.70	10.74%	187.10	
1.226839049	9,939.0	8,985.7	968.20	10.77%	244.74	
1.221660139	10,205.4					
	4.8%	**4.6%**	**2.0%**			

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS RESPECTO A VENTAS SECTORES BASICOS(Relación requerida por el modelo)

Año		Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2001		27.77%	3.44%	24.33%	8.00%	16.33%
2002		27.62%	4.77%	22.84%	8.00%	14.84%
2003		24.66%	3.65%	21.01%	8.00%	13.01%
2004		21.81%	4.17%	17.65%	8.00%	9.65%
2005		19.96%	3.44%	16.52%	8.00%	8.52%
2006		19.26%	2.46%	16.82%	7.67%	9.14%
2007		17.61%	2.40%	15.20%	7.67%	7.53%
2008		14.62%	2.81%	14.56%	7.50%	7.06%
2009		18.21%	2.91%	15.30%	7.50%	7.80%
2010		17.57%	3.15%	14.42%	6.75%	7.67%
2011		17.59%	2.66%	14.92%	6.75%	8.17%
2012		17.15%	3.33%	13.82%	6.75%	7.07%
2013		16.90%	3.06%	13.83%	6.75%	7.08%
2014		17.63%	3.41%	14.21%	6.75%	7.46%
2015		19.38%	4.41%	14.97%	6.75%	8.22%
2016		**18.64%**	**4.29%**	**14.35%**	6.75%	**7.60%**
PROMEDIO						
	2001-2012	**19.85%**	**3.34%**	**16.69%**	**7.39%**	**9.30%**
	2001-2005	24.36%	3.90%	20.5%	8.00%	12.47%
	2006-2010	17.45%	2.75%	15.3%	7.42%	7.84%
	2011-2015	17.73%	3.38%	14.35%	6.75%	7.60%
	2016-2015	18.64%	4.29%	14.35%	6.75%	7.60%

1.241615272 1.210925497

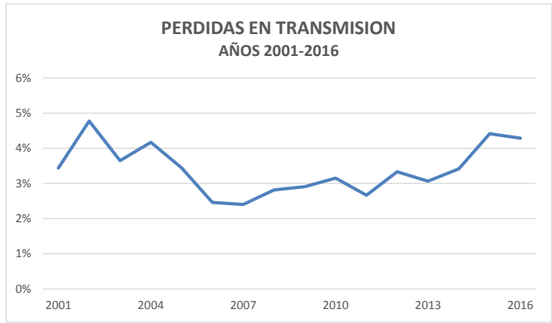
2002	-0.00537039	-0.537039177
2003	-0.10732857	-10.73285684
2004	-0.11543247	-11.54324742
2005	-0.08493168	-8.493168373
2006	-0.03497927	-3.497927445
2007	-0.08580858	-8.580858021
2008	-0.16944898	-16.94489771
2009	0.24515411	24.51541078
2010	-0.03490866	-3.490865529
2011	0.00074841	0.07484088
2012	-0.02482638	-2.482637559
2013	-0.01469692	-1.469691752

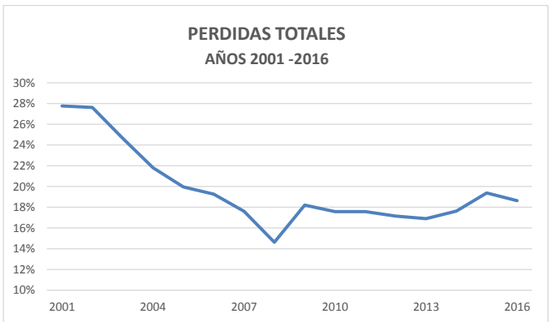


TASAS DE CRECIMIENTO						
	2001-2012	**-2.54%**	**1.80%**	**-3.41%**	**-1.21%**	**-4.78%**
	2001-2005	**-2.27%**	**6.37%**	**-3.76%**	**-3.15%**	**-4.29%**
	2006-2010	**-8.62%**	**-15.28%**	**-7.37%**	**-1.04%**	**-11.41%**
	2011-2015	**2.46%**	**13.48%**	**0.08%**	**0.00%**	**0.14%**
		-3.86%	**-2.83%**	**-4.16%**	**0.00%**	**-7.58%**

PROYECCIONES DE PERDIDAS POR ESCENARIO

AÑO	MODERADO		OPTIMISTA		PESIMISTA	
	PERDIDAS %	Δ %	PERDIDAS %	Δ %	PERDIDAS %	Δ %
2015	**0.193840**	**1.09973**	**0.193840**	**1.09973**	**0.193840**	**1.09973**
2016	0.186361	0.961419	0.186361	0.961419	0.186361	0.961419
2017	0.170736	0.916159	0.170736	0.916159	0.170736	0.916159
2018	0.172093	1.007947	0.172093	1.007947	0.172341	1.009395
2019	0.165409	0.961161	0.165517	0.961787	0.174228	1.010954
2020	0.166880	1.008891	0.160810	0.971565	0.169450	0.972573
2021	0.168478	1.009579	0.161269	1.002850	0.170938	1.008783
2022	0.165213	0.980616	0.161899	1.003907	0.172565	1.009521
2023	0.158535	0.959580	0.154230	0.952632	0.174341	1.010287
2024	0.156787	0.988977	0.154686	1.002959	0.176272	1.011081
2025	0.155096	0.989215	0.151840	0.981602	0.173926	0.986687
2026	0.153459	0.989447	0.149087	0.981865	0.171657	0.986958
2027	0.151875	0.989674	0.146422	0.982128	0.169464	0.987225
2028	0.150340	0.989896	0.143844	0.982390	0.167344	0.987486
2029	0.151468	1.007499	0.144270	1.002964	0.169042	1.010148
2030	0.152699	1.008129	0.144841	1.003958	0.170890	1.010930
2031	0.154041	1.008786	0.145563	1.004985	0.172896	1.011741





2016	18.6%	18.6%	18.6%
2016 -2015	19.0%	19.0%	19.0%
2016 -2019	17.4%	17.4%	17.6%
2020 -2030	15.7%	15.2%	17.1%

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO MODERADO			**Tasas**
Transmisión disminuye al 2017 hasta 3.4%		3.50%	**0.05**
disminuye del 2018 al 2020 a			**-0.17**
aumenta al 2023 hasta no > de		4.00%	**0.06**
Al 2028 alcanza una tasa no > de		3.50%	
Del 2025 al 2029 disminuye			**-0.04**
No Tecnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de			**-0.0692**
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de 2021		0.75%	**-0.0069**
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en		<6.0%	
	2024	<6.0%	
	2031	<6.0%	

		Total	**Transmisión**	**Distribución**	**Técnicas**	**No Técnicas**
2010		17.57%	3.15%	14.4%	6.75%	7.67%
2011		17.59%	2.66%	14.9%	6.75%	8.17%
2012		17.15%	3.33%	13.8%	6.75%	7.07%
2013		16.90%	3.06%	13.8%	6.75%	7.08%
2014		17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015		19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	8.22%
2016		18.64%	4.29%	14.3%	6.75%	7.60%
2017		17.07%	3.50%	13.6%	6.50%	7.07%
2018		17.21%	3.68%	13.5%	6.50%	7.02%
2019		16.54%	3.06%	13.5%	6.50%	6.98%
2020		16.69%	3.26%	13.4%	6.50%	6.93%
2021		16.85%	3.47%	13.4%	6.50%	6.88%
2022		16.52%	3.69%	12.8%	6.00%	6.83%
2023		15.85%	3.07%	12.8%	6.00%	6.79%
2024		15.68%	2.94%	12.7%	6.00%	6.74%
2025		15.51%	2.82%	12.7%	6.00%	6.69%
2026		15.35%	2.70%	12.6%	6.00%	6.65%
2027		15.19%	2.59%	12.6%	6.00%	6.60%
2028		15.03%	2.48%	12.6%	6.00%	6.55%
2029		15.15%	2.64%	12.5%	6.00%	6.51%
2030		15.27%	2.81%	12.5%	6.00%	6.46%
2031		15.40%	2.99%	12.4%	6.00%	6.42%
Variacion periodo completo			**-1.3%**	**-1.9%**	**-0.8%**	**-1.2%**
Variacion Anual Promedio Periodo		-1.58%	-2.57%	-0.96%	-0.69%	-0.65%

-0.7% **-0.01**

-0.78%

ESCENARIO MODERADO

2009					
2010	-0.03490866	0.175724			
2011	0.00074841	0.175856			
2012	-0.02482638	0.171490			
2013	-0.01469692	0.168969			
2014	0.04315078	0.176261			
2015	0.09973304	0.193840			
2016	-0.03858058	0.186361			
2017	-0.08384071	0.170736			
2018	0.00794662	0.172093			
2019	-0.03883948	0.165409			
2020	0.00889123	0.166880			
2021	0.00957883	0.168478			
2022	-0.01938381	0.165213			
2023	-0.04042033	0.158535			
2024	-0.01102266	0.156787			
2025	-0.01078524	0.155096	2017-2025	-0.01193758	
2026	-0.01055307	0.153459			
2027	-0.01032613	0.151875	**2028-2025**	-0.01032788	
2028	-0.01010439	0.150340			
2029	0.00749939	0.151468			
2030	0.00812941	0.152699			
2031	0.00878608	0.154041			
		0.161695	16.17%		

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO OPTIMISTA			Tasas
Transmisión aumenta al 2017 % hasta no superar el		3.50%	**0.05**
disminuye del 2018 al 2020 a		4.75%	**-0.17**
aumenta al 2023 hasta no > de		4.00%	**0.06**
Al 2029 alcanza una tasa de		3.90%	
Del 2025 al 2029 crece			**-0.04**
No Tecnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de			**-0.0692**
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de			**-0.0069**
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de 2021		1.00%	**-0.0239**
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en		<6.0%	
	2024	6.00%	
	2031	6.00%	

		Total	**Transmisión**	**Distribución**	**Técnicas**	**No Técnicas**
2010		17.57%	3.15%	14.4%	6.75%	7.67%
2011		17.59%	2.66%	14.9%	6.75%	8.17%
2012		17.15%	3.33%	13.8%	6.75%	7.07%
2013		16.90%	3.06%	13.8%	6.75%	7.08%
2014		17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015		19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	8.22%
2016		18.64%	4.29%	14.3%	6.75%	7.60%
2017		17.07%	3.50%	13.6%	6.50%	7.07%
2018		17.21%	3.68%	13.5%	6.50%	7.02%
2019		16.55%	3.08%	13.5%	6.50%	6.98%
2020		16.08%	3.27%	12.8%	6.00%	6.81%
2021		16.13%	3.48%	12.6%	6.00%	6.65%
2022		16.19%	3.70%	12.5%	6.00%	6.49%
2023		15.42%	3.09%	12.3%	6.00%	6.33%
2024		15.47%	3.29%	12.2%	6.00%	6.18%
2025		15.18%	3.15%	12.0%	6.00%	6.03%
2026		14.91%	3.02%	11.9%	6.00%	5.89%
2027		14.64%	2.89%	11.7%	6.00%	5.75%
2028		14.38%	2.77%	11.6%	6.00%	5.61%
2029		14.43%	2.95%	11.5%	6.00%	5.48%
2030		14.48%	3.14%	11.3%	6.00%	5.35%
2031		14.56%	3.34%	11.2%	6.00%	5.22%
Variacion periodo completo			**-0.9%**	**-3.1%**	**-0.8%**	**-2.4%**
Variacion Anual Promedio Periodo		-1.92%	0.00%	-1.15%	-0.73%	-1.59%

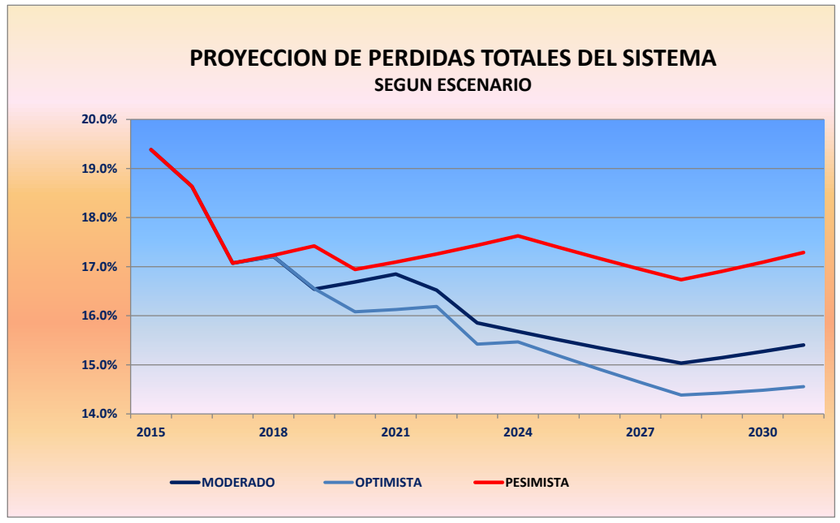
ESCENARIO OPTIMISTA

2009					
2010	-0.03490866	0.175724			
2011	0.00074841	0.175856			
2012	-0.02482638	0.171490			
2013	-0.01469692	0.168969			
2014	0.04315078	0.176261			
2015	0.09973304	0.193840			
2016	-0.03858058	0.186361			
2017	-0.08384071	0.170736			
2018	0.00794662	0.172093			
2019	-0.03821348	0.165517			
2020	-0.02843478	0.160810			
2021	0.00284993	0.161269			
2022	0.00390679	0.161899			
2023	-0.04736821	0.154230			
2024	0.00295914	0.154686			
2025	-0.01839810	0.151840	**2017-2025**	-0.01455441	-1.45544058
2026	-0.01813499	0.149087			
2027	-0.01787235	0.146422	**2028-2025**	-0.01787256	-1.7872563
2028	-0.01761028	0.143844			
2029	0.00296401	0.144270			
2030	0.00395782	0.144841			
2031	0.00498511	0.145563			
		0.157860	15.79%		

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO PESIMISTA			Tasas
Transmisión disminuye al 2017 hasta 3.8%	3.50%	**0.05**	
disminuye del 2019 al 2020 a	4.75%	**-0.17**	
aumenta al 2024 hasta no > de	4.75%	**0.06**	
Al 2026 alcanza una tasa de	4.25%		
Del 2029 crece		**-0.04**	
No Tecnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de		**-0.0692**	
		-0.0069	
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de 2021	0.025%	**-0.0089**	
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en	<7.5%		
2025	<6.5%		

		Total	**Transmisión**	**Distribución**	**Técnicas**	**No Técnicas**
2010		17.57%	3.15%	14.4%	6.75%	7.67%
2011		17.59%	2.66%	14.9%	6.75%	8.17%
2012		17.15%	3.33%	13.8%	6.75%	7.07%
2013		16.90%	3.06%	13.8%	6.75%	7.08%
2014		17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015		19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	8.22%
2016		18.64%	4.29%	14.3%	6.75%	7.60%
2017		17.07%	3.50%	13.6%	6.50%	7.07%
2018		17.23%	3.72%	13.5%	6.50%	7.01%
2019		17.42%	3.96%	13.5%	6.50%	6.96%
2020		16.94%	3.29%	13.7%	6.75%	6.90%
2021		17.09%	3.50%	13.6%	6.75%	6.84%
2022		17.26%	3.73%	13.5%	6.75%	6.78%
2023		17.43%	3.96%	13.5%	6.75%	6.72%
2024		17.63%	4.22%	13.4%	6.75%	6.66%
2025		17.39%	4.04%	13.4%	6.75%	6.60%
2026		17.17%	3.87%	13.3%	6.75%	6.54%
2027		16.95%	3.71%	13.2%	6.75%	6.48%
2028		16.73%	3.56%	13.2%	6.75%	6.43%
2029		16.90%	3.78%	13.1%	6.75%	6.37%
2030		17.09%	4.03%	13.1%	6.75%	6.31%
2031		17.29%	4.28%	13.0%	6.75%	6.26%
Variacion periodo completo			**-0.4%**	**-1.9%**	**0.0%**	**-1.9%**
Variacion Anual Promedio Periodo		-0.84%	0.82%	-0.75%	0.00%	-1.00%

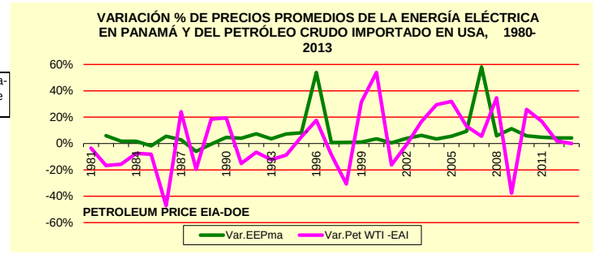
2009			
2010	-0.03490866	0.175724	
2011	0.00074841	0.175856	
2012	-0.02482638	0.171490	
2013	-0.01469692	0.168969	
2014	0.04315078	0.176261	
2015	0.09973304	0.193840	
2016	-0.03858058	0.186361	
2017	-0.08384071	0.170736	
2018	0.00939522	0.172341	
2019	0.01095390	0.174228	
2020	-0.02742707	0.169450	
2021	0.00878266	0.170938	
2022	0.00952061	0.172565	
2023	0.01028669	0.174341	
2024	0.01108086	0.176272	
2025	-0.01331285	0.173926	
2026	-0.01304168	0.171657	
2027	-0.01277528	0.169464	
2028	-0.01251371	0.167344	
2029	0.01014754	0.169042	
2030	0.01093025	0.170890	
2031	0.01174079	0.172896	
		0.172637	17.26%
2017-2025	0.00231608		
2028-2025	-0.01277691		



CUADRO N°. 17
ANALISIS HISTORICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

				IPCPAN			INFPAN	Precio de la EnergíaEléctrica				Precio del crudo de Petroleo WTI -EIA			
				IPC anual de Panamá (1987 = 100)			Inflación de Panamá	PROMEDIO RE	Precio Electricidad			Precio Corriente	1982 Prices		
	Facturación	Ventas	Precio	Fórmula- Modelo			COPE 1971-2002		Fórmula- Modelo	Var anual		EIA-DOE	EIA-DOE	Fórmula	
AÑO	Millones B/.	GWh	Centavos/KWh	IPC-B-1987	IPC-B-1982		%	B/.de 1982	B/.de 1982	B/.de 1982	Var.EEPma	Precio Corriente	1982 Prices	Var.Pet WTI -EAI	Var-Pma-desfase 1 año
1970	20.8	710.3	2.93	36.5	44.66			6.56							
1971	24.4	775.4	3.15	37.2	45.50	1.9%	0.85	6.92							
1972	28.4	869.8	3.27	39.3	48.04	5.6%	2.54	6.80							
1973	31.6	984.0	3.21	42.0	51.32	6.8%	3.28	6.26							
1974	45.6	980.7	4.65	49.3	60.21	17.3%	8.89	7.72							
1975	56.4	1,041.0	5.42	51.9	63.49	5.4%	3.28	8.53							
1976	63.0	1,143.1	5.51	54.0	66.03	4.0%	2.54	8.35							
1977	83.7	1,260.1	6.64	56.6	69.21	4.8%	3.17	9.60							
1978	92.5	1,268.2	7.29	59.1	72.28	4.4%	3.07	10.09							
1979	111.1	1,480.9	7.50	63.9	78.10	8.1%	5.82	9.61							
1980	143.4	1,472.3	9.74	73.0	89.21	14.2%	11.11	10.92				37.76	43.81		
1981	164.3	1,554.3	10.57	78.4	95.87	7.5%	6.67	11.03	39.07	39.07		39.86	42.30	-3%	
1982	191.7	1,674.8	11.45	81.8	100.00	4.3%	4.13	11.45	41.42	2.35	6.0%	35.23	35.23	-17%	
1983	230.3	1,850.6	12.44	83.6	102.22	2.2%	2.22	12.17	42.14	0.72	1.7%	30.86	29.69	-16%	
1984	228.4	1,816.5	12.57	85.0	103.92	1.7%	1.69	12.10	42.86	0.72	1.7%	29.64	27.48	-7%	
1985	235.1	1,944.1	12.09	85.8	104.87	0.9%	0.95	11.53	42.14	-0.72	-1.7%	28.07	25.26	-8%	
1986	242.0	2,045.1	11.83	85.8	104.87	0.0%	0.00	11.28	44.49	2.35	5.6%	15.15	13.34	-47%	
1987	255.2	2,191.1	11.65	86.6	105.82	0.9%	0.95	11.01	45.76	1.27	2.8%	19.36	16.56	24%	
1988	238.3	2,063.1	11.55	87.0	106.35	0.5%	0.53	10.86	43.05	-2.71	-5.9%	16.11	13.32	-20%	
1989	231.8	1,983.6	11.69	87.1	106.46	0.1%	0.11	10.98	42.86	-0.18	-0.4%	19.81	15.79	19%	
1990	238.8	2,053.0	11.63	87.9	107.43	0.9%	0.98	10.83	44.85	1.99	4.6%	24.59	18.87	20%	
1991	254.0	2,185.9	11.62	89.0	108.78	1.3%	1.34	10.68	46.66	1.81	4.0%	21.61	16.02	-15%	
1992	263.8	2,311.4	11.41	90.6	110.73	1.8%	1.96	10.31	50.10	3.44	7.4%	20.67	14.96	-7%	
1993	281.7	2,486.2	11.33	91.0	111.22	0.4%	0.49	10.19	51.91	1.81	3.6%	18.54	13.14	-12%	
1994	304.2	2,671.9	11.39	92.2	112.69	1.3%	1.47	10.10	55.71	3.80	7.3%	17.28	11.99	-9%	
1995	324.3	2,869.6	11.30	93.1	113.79	1.0%	1.10	9.93	60.23	4.52	8.1%	18.53	12.59	5%	
1996	333.9	2,984.0	11.19	94.3	115.26	1.3%	1.47	9.71	92.72	32.50	54.0%	22.23	14.82	18%	
1997	362.9	3,302.1	10.99	95.5	116.72	1.3%	1.47	9.42	93.47	0.74	0.8%	20.71	13.57	-8%	
1998	377.3	3,392.3	11.12	96.0	117.33	0.5%	0.61	9.48	94.33	0.86	0.9%	14.52	9.41	-31%	1%
1999	362.8	3,578.0	10.14	97.2	118.80	1.3%	1.47	8.54	95.32	0.99	1.0%	19.36	12.36	31%	4%
2000	429.4	3,801.1	11.30	98.7	120.63	1.5%	1.83	9.36	98.78	3.46	3.6%	30.45	19.04	54%	1%
2001	459.9	3,933.9	11.69	99.0	121.00	0.3%	0.37	9.66	99.37	0.59	0.6%	26.08	15.94	-16%	4%
2002	450.2	4,113.0	10.95	100.0	122.22	1.0%	1.22	8.96	103.27	3.90	3.9%	26.25	15.79	-1%	6%
2003	499.2	4,306.8	11.59	100.0	122.22	0.0%	0.00	9.48	109.67	6.40	6.2%	31.26	18.42	17%	4%
2004	544.3	4,594.6	11.85	100.5	122.83	0.5%	0.61	9.64	113.51	3.84	3.5%	41.62	23.85	29%	6%
2005	643.3	4,781.1	13.45	103.8	126.87	3.3%	4.03	10.61	119.80	6.29	5.5%	56.73	31.46	32%	9%
2006	735.9	4,933.5	14.92	106.2	129.80	2.3%	2.93	11.49	130.93	11.12	9.3%	66.27	35.61	13%	58%
2007	826.5	5,297.9	15.60	110.7	135.30	4.2%	5.50	11.53	206.95	76.03	58.1%	71.95	37.56	5%	6%
2008	1,061.1	5,462.1	19.43	120.4	147.16	8.8%	11.86	13.20	219.16	12.21	5.9%	99.04	50.59	35%	11%
2009	955.5	5,737.9	16.65	123.0	150.33	2.2%	3.18	11.08	243.99	24.83	11.3%	62.32	31.50	-38%	6%
2010	1,027.4	6,232.7	16.48	127.6	155.96	3.7%	5.62	10.57	258.20	14.21	5.8%	79.39	39.67	26%	5%
2011	1,066.6	6,599.6	16.16	135.1	165.12	5.9%	9.17	9.79	270.62	12.42	4.8%	94.84	46.40	17%	4%
2012	1,162.4	7,170.1	16.21	142.6	174.29	5.6%	9.17	9.30	282.13	11.52	4.3%	97.98	47.33	2%	4%
2013	1,338.8	7,501.7	17.85	148.3	181.26	4.0%	6.97	9.85	294.19	12.06	4.3%	97.98	47.33	0%	0%
2014	1,391.3	7,822.5	17.79	152.2	186.02	2.6%	4.77	9.56							
2015	1,641.7	8,368.7	19.62	152.7	186.69	0.4%	0.67	10.51							
2016	1,349.1	8,648.5	15.60	153.3	187.42	0.4%	0.73	8.32							
														-37.5%	
TASAS			11.0%	7.09			4.5%			7.4%					
PRECIOS			-0.4%	11.39			-1.3%	VARIACION		PROMEDIO				ANUAL	
C/kWh			3.8%	15.23			-0.2%	1970-2010		7.4%				#¡NUM!	
								1970-1998		5.9%				#¡NUM!	
								1999-2010		9.6%				9.5%	
								1999-2005		3.9%				3.3%	
								2006-2010		4.8%				16.6%	
			15.32												



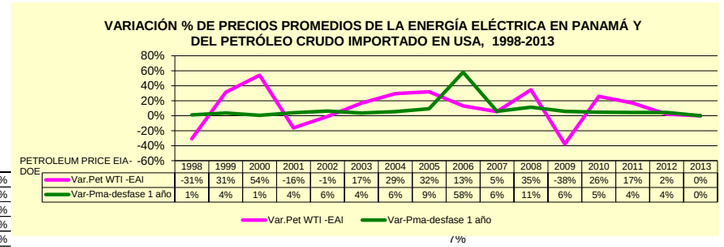
INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

AÑOS

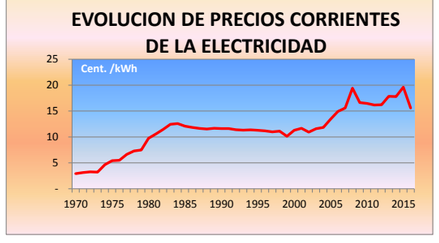
2006

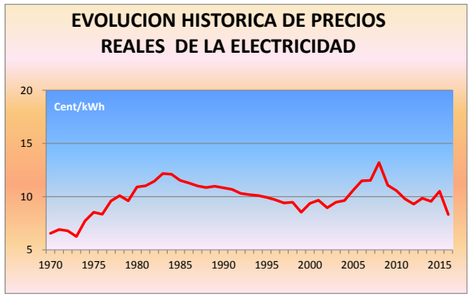
Estas fueron las gráficas usadas para variación de

Desfase 1 año Pmá



PETROLEUM PRICE EIA-DOE	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Var.Pet WTI -EAI	-31%	31%	54%	-16%	-1%	17%	29%	32%	13%	5%	35%	-38%	26%	17%	2%	0%
Var-Pma-desfase 1 año	1%	4%	1%	4%	6%	4%	6%	9%	58%	6%	11%	6%	5%	4%	4%	0%





-13%
-24%
-23%
45%

1998-200€ -4%

2000-200€ -6%
2002-200€ -2%
203-2006 -4%

CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRECIO ELECTRICIDAD $_{CORRIENTES}$	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.1	17.8	17.8	19.6	15.6
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	-0.5%	11.0%	-0.3%	10.3%	-20.5%

10.88% -4.62% 5.17%

11% 1.7% 1.3% 4.0%
4.4% 4.1%

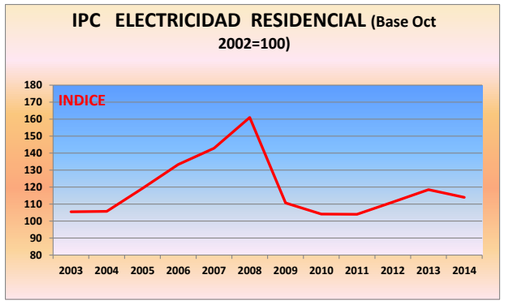
CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	105.5	105.7	119.3	133.3	142.9	161.0	110.7	104.1	104.0	111.2	118.5	114.0		
VARIACION (%)		0.2%	12.9%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%	-0.1%	6.9%	6.6%	-3.8%		

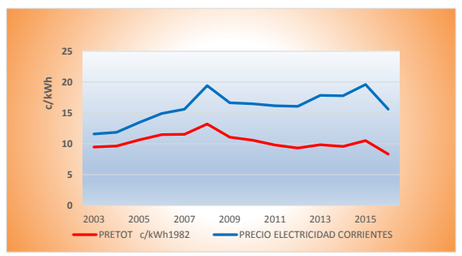
-13.56% 0.59%

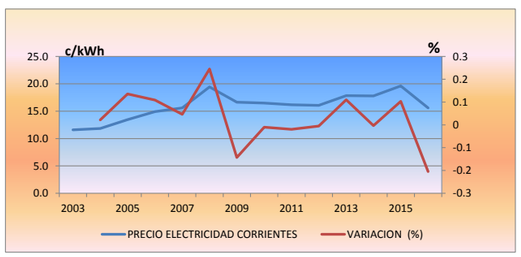
2.8%

CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRETOT c/kWh$_{1982}$	9.46	9.62	10.62	11.49	11.53	13.21	11.06	10.58	9.79	9.30	9.85	9.56	10.51	8.32
VARIACION (%)		1.8%	10.4%	8.1%	0.3%	14.6%	-16.3%	-4.4%	-7.4%	-5.0%	5.9%	-2.9%	9.9%	-20.8%

1.61%







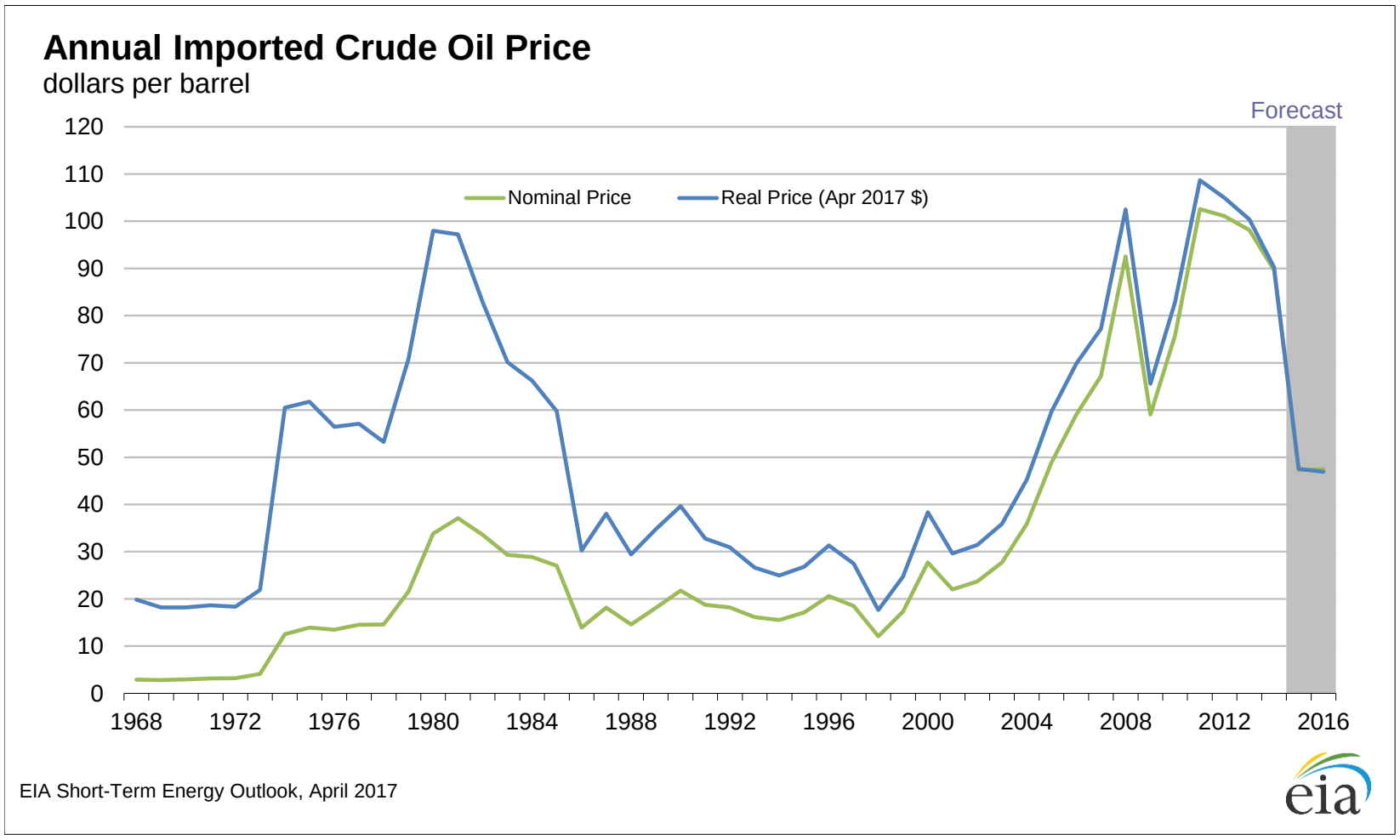
INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
OTROS SERVICIOS PARA LA VIVIENDA

z

AÑOS		INDICE Oct 2002=100	INDICE Oct 2013=100
2003		105.5	
2004		105.7	
2005		119.3	
2006		133.3	
2007		142.9	
2008		161.0	
2009		110.7	
2010		104.1	
2011		104.0	
2012		111.2	
2013		118.5	
2014	E	114.0	
2015			
2016			

111.2

CUADRO 17 A
PRECIO HISTORICO DEL CRUDO IMPORTADO USA
EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
Annual Average Imported Crude Oil Price
Return to Contents



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Imported Crude Oil Price ($/barrel) Nominal	Real	
1968	0.348	2.90	19.86	
1969	0.367	2.80	18.18	
1970	0.388	2.96	18.18	
1971	0.405	3.17	18.65	
1972	0.418	3.22	18.36	
1973	0.444	4.08	21.90	
1974	0.493	12.52	60.52	
1975	0.538	13.95	61.75	
1976	0.569	13.48	56.44	
1977	0.606	14.53	57.11	
1978	0.652	14.57	53.22	
1979	0.726	21.57	70.83	
1980	0.824	33.86	97.94	
1981	0.909	37.10	97.23	
1982	0.965	33.57	82.87	
1983	0.996	29.31	70.15	
1984	1.039	28.88	66.21	
1985	1.076	26.99	59.78	
1986	1.097	13.93	30.27	
1987	1.136	18.14	38.04	
1988	1.183	14.60	29.42	
1989	1.239	18.07	34.75	
1990	1.307	21.73	39.64	
1991	1.362	18.73	32.77	
1992	1.403	18.21	30.93	
1993	1.445	16.13	26.61	
1994	1.482	15.54	24.98	
1995	1.524	17.14	26.81	
1996	1.569	20.62	31.33	
1997	1.605	18.49	27.45	
1998	1.630	12.07	17.64	
1999	1.666	17.27	24.71	
2000	1.722	27.72	38.37	
2001	1.770	21.99	29.60	
2002	1.799	23.71	31.42	
2003	1.840	27.73	35.91	
2004	1.889	35.89	45.28	
2005	1.953	48.89	59.66	
2006	2.016	59.05	69.82	
2007	2.073	67.19	77.22	
2008	2.153	92.57	102.49	
2009	2.146	59.04	65.57	
2010	2.181	75.83	82.86	
2011	2.249	102.58	108.68	
2012	2.296	101.09	104.92	
2013	2.330	98.12	100.37	**Forecast**
2014	2.367	89.63	90.24	**Values**
2015	**2.370**	**47.28**	**47.54**	1
2016	**2.412**	**47.48**	**46.91**	1
Base CPI (4/2017)	2.383			

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
Forecast / estimated values shown in **blue**
Real Price (Apr 2017 $)
See Notes and Sources for more information

CUADRO N° 18
EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA EE

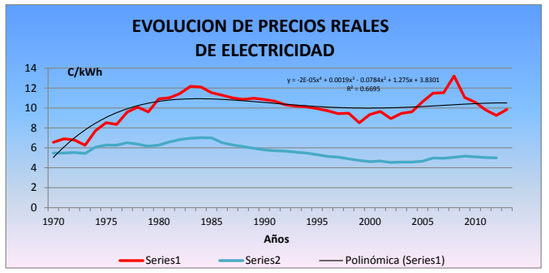
CUADRO No. 18
PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD

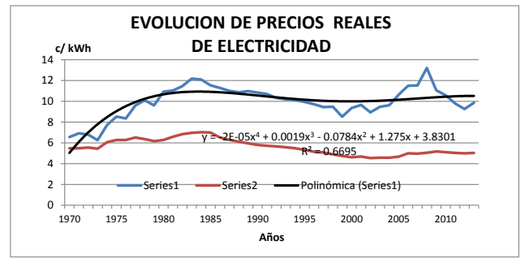
Precio ponderado real de energía eléctrica

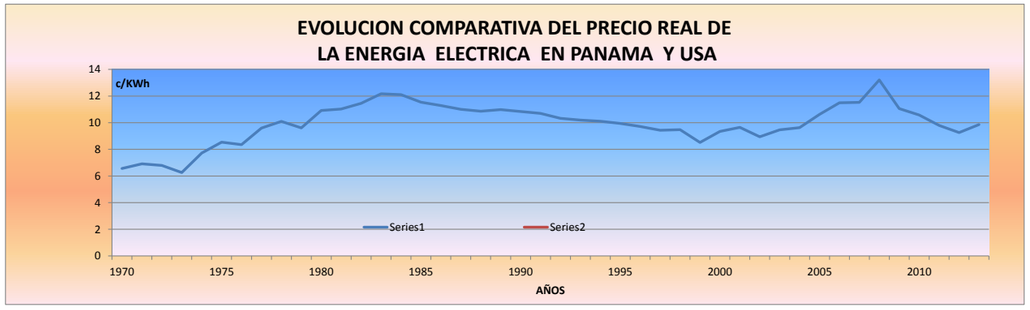
DATOS	AÑOS	PRETOT Including Subsidios			USA ELECTRICAL REAL Including Taxes				DIFERENCIAL DE VARIACION ANUAL		Consumer Price Index (Urban) Year		Implicit Price Deflactor Year			
		Balboas/MWh constantes de 1982	Variacion anual de de precios	Balboas/MWh constantes de 2002	(Cents per Kilowatthour, (Nominal Prices)	Real(Cents per Kilowatthour, (Dic año 2015)	(Cents per Kilowatthour, (Dic. 2015)	Variacion anual de de precios	CAMBIO ANUAL	TASA PROMEDIO		(Index 1982-1984 = 100)		20 13 = 100)		
1	1970	6.56			2.20	13.51	5.47				0.3880	38.80	0.1657	16.57	13.27	
2	1971	6.92	5.5%		2.30	13.53	5.48	0.2%	5.3%		0.4050	40.50	0.1730	17.30	13.30	
3	1972	6.80	-1.7%		2.40	13.68	5.54	1.1%	-2.8%		0.4180	41.80	0.1785	17.85	13.44	
4	1973	6.26	-7.9%		2.50	13.42	5.44	-1.9%	-6.0%		0.4440	44.40	0.1897	18.97		
5	1974	7.72	23.4%		3.10	14.99	6.07	11.7%	11.7%		0.4930	49.30	0.2106	21.06		
6	1975	8.53	10.5%		3.50	15.50	6.28	3.4%	7.1%		0.5383	53.83	0.2299	22.99		
7	1976	8.35	-2.2%		3.70	15.49	6.27	-0.1%	-2.1%		0.5693	56.93	0.2432	24.32		
8	1977	9.60	15.0%		4.09	16.07	6.51	3.7%	11.2%		0.6062	60.62	0.2589	25.89		
9	1978	10.09	5.1%		4.30	15.72	6.37	-2.2%	7.3%		0.6524	65.24	0.2787	27.87		
10	1979	9.61	-4.8%		4.64	15.22	6.16	-3.2%	-1.6%		0.7258	72.58	0.3100	31.00		
11	1980	10.92	13.7%		5.36	15.50	6.28	1.8%	11.8%		0.8238	82.38	0.3519	35.19		
12	1981	11.03	1.0%		6.20	16.25	6.58	4.9%	-3.9%		0.9093	90.93	0.3884	38.84		
13	1982	11.45	3.8%		6.84	16.89	6.84	3.9%	-0.1%		0.9653	96.53	0.4123	41.23		
14	1983	12.17	6.4%		7.19	17.20	6.97	1.9%	4.5%		0.9958	99.58	0.4254	42.54		
15	1984	12.10	-0.6%		7.56	17.33	7.02	0.8%	-1.4%		1.0393	103.93	0.4439	44.39		
16	1985	11.53	-4.7%		7.79	17.26	6.99	-0.4%	-4.3%		1.0760	107.60	0.4596	45.96		
17	1986	11.28	-2.1%		7.41	16.09	6.52	-6.8%	4.6%		1.0969	109.69	0.4685	46.85		
18	1987	11.01	-2.5%		7.41	15.54	6.30	-3.4%	0.9%		1.1362	113.62	0.4853	48.53		
19	1988	10.86	-1.3%		7.49	15.09	6.11	-2.9%	1.6%		1.1828	118.28	0.5052	50.52		
20	1989	10.98	1.1%		7.64	14.70	5.95	-2.6%	3.7%		1.2394	123.94	0.5294	52.94		
21	1990	10.84	-1.2%		7.85	14.32	5.80	-2.6%	1.3%		1.3066	130.66	0.5581	55.81		
22	1991	10.69	-1.4%		8.05	14.09	5.71	-1.5%	0.2%		1.3617	136.17	0.5816	58.16		
23	1992	10.32	-3.5%		8.23	13.98	5.66	-0.8%	-2.7%		1.4031	140.31	0.5993	59.93		
24	1993	10.20	-1.2%		8.34	13.75	5.57	-1.7%	0.5%		1.4448	144.48	0.6171	61.71		
25	1994	10.11	-0.8%		8.40	13.51	5.47	-1.7%	0.9%		1.4823	148.23	0.6331	63.31		
26	1995	9.94	-1.7%		8.40	13.14	5.32	-2.8%	1.1%		1.5238	152.38	0.6509	65.09		
27	1996	9.72	-2.3%		8.36	12.70	5.14	-3.4%	1.1%		1.5686	156.86	0.6700	67.00		
28	1997	9.43	-2.9%		8.43	12.52	5.07	-1.5%	-1.5%		1.6053	160.53	0.6857	68.57		
29	1998	9.48	0.5%		8.26	12.08	4.89	-3.5%	4.0%		1.6301	163.01	0.6963	69.63		
30	1999	8.52	-10.1%		8.16	11.68	4.73	-3.3%	-6.8%		1.6658	166.58	0.7115	71.15		
31	2000	9.35	9.8%		8.24	11.40	4.62	-2.4%	12.2%		1.7219	172.19	0.7355	73.55		
32	2001	9.65	3.2%		8.58	11.56	4.68	1.4%	1.8%		1.7704	177.04	0.7562	75.62		
33	2002	8.94	-7.3%		8.45	11.19	4.53	-3.2%	-4.2%		1.7987	179.87	0.7683	76.83		
34	2003	9.46	5.8%		8.72	11.29	4.57	0.9%	4.9%		1.8400	184.00	0.7859	78.59		
35	2004	9.62	1.8%		8.95	11.29	4.57	-0.1%	1.8%		1.8891	188.91	0.8069	80.69		
36	2005	10.62	10.4%		9.43	11.51	4.66	2.0%	8.4%		1.9527	195.27	0.8341	83.41		
37	2006	11.49	8.1%		10.40	12.30	4.98	6.9%	1.2%		2.0156	201.56	0.8609	86.09		
38	2007	11.53	0.3%		10.65	12.24	4.96	-0.5%	0.8%		2.0734	207.34	0.8857	88.57		
39	2008	13.21	14.6%		11.26	12.47	5.05	1.9%	12.7%		2.1525	215.25	0.9194	91.94		
40	2009	11.06	-16.3%		11.51	12.78	5.18	2.5%	-18.8%		2.1456	214.56	0.9165	91.65	12.56	
41	2010	10.58	-4.4%		11.54	12.61	5.11	-1.4%	-3.0%		2.1808	218.08	0.9315	93.15	12.38	
42	2011	9.79	-7.4%		11.72	12.41	5.03	-1.5%	-5.9%		2.2493	224.93	0.9608	96.08	12.20	
43	2012	9.26	-5.4%		11.88	12.33	4.99	-0.7%	-4.7%		2.2960	229.60	0.9807	98.07	12.11	
44	2013	9.86	6.4%		12.13	12.40	5.02	0.6%	5.8%		2.3296	233.00	0.9952	99.52	12.18	
45	2014				12.52	12.61					2.3671	236.80	1.0115	101.15	12.38	
46	2015				12.61	12.68										
						10.47	5.18				2.3349	234.11	1.0000	**2.341**		
	TASA CRECIMIENTO	0.8%				-0.1%	-0.1%		2.1%							

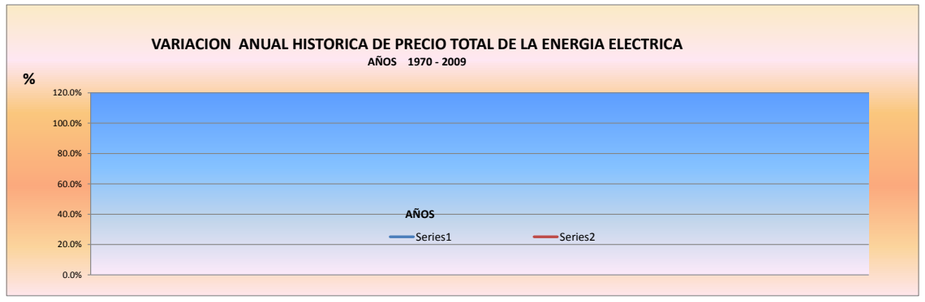
variacion incremental

5.03264605 11.0718213









CUADRO N° 18 A
EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)

PRECIO PONDERADO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)

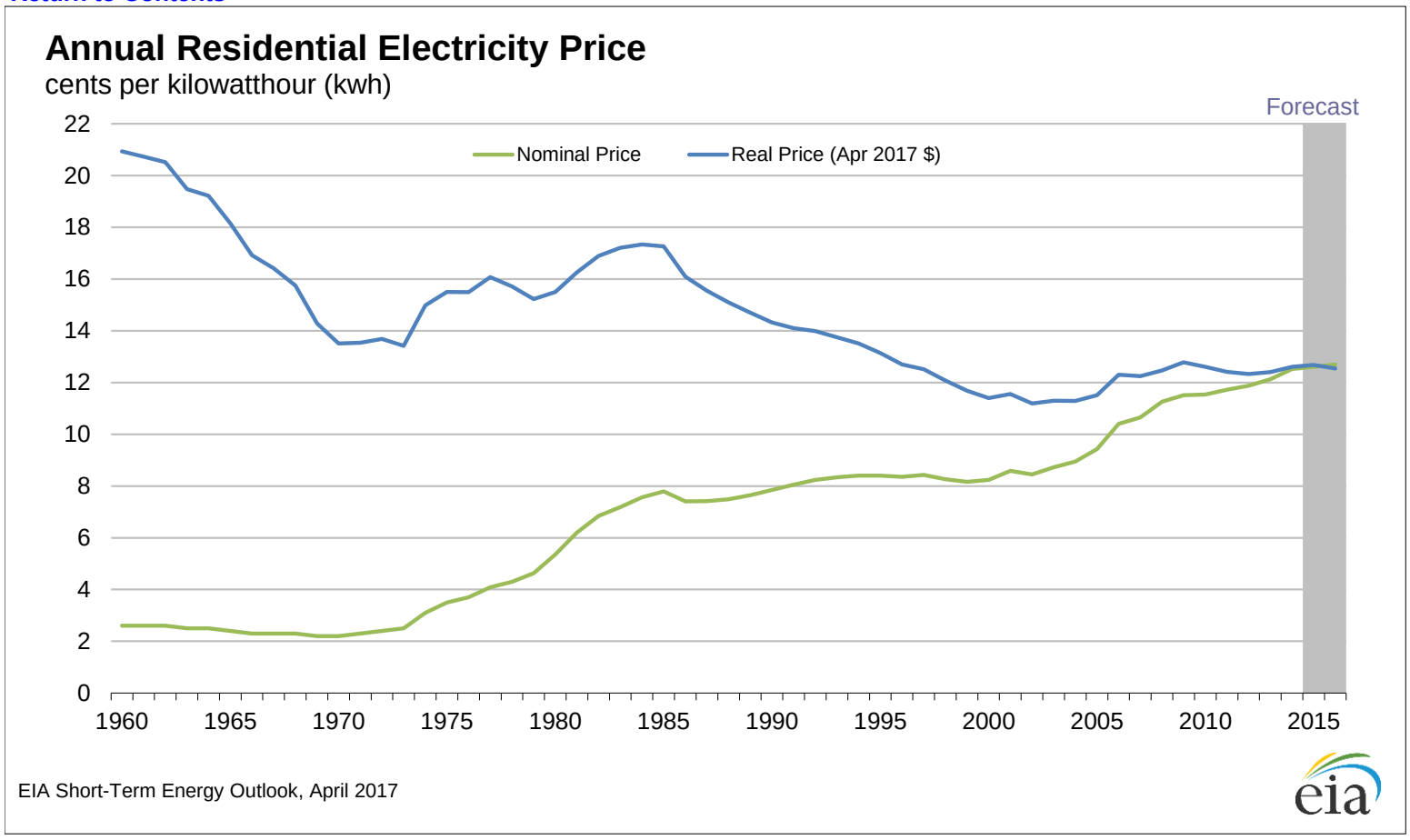
DATOS	AÑOS	FACTOT	GWHTOT	IPC				PRETOT c/kWh (Incluye Subsidios)								USA ELECTRICAL REAL Including Taxes				DIFERENCIAL DE VARIACION ANUAL		Consumer Price Index (Urban) Year			Implicit Price Deflactor Year
		Facturación de energía eléctrica	Ventas de energía eléctrica					PRECIOS CORRIENTES	Balboas/MWh Constantes 1987=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2002=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2007=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2013=100		(Cents per Kilowatth our, (Nominal Prices)	(Cents per Kilowatth our, (Saño 2015)	(Cents per Kilowatth our, (en dolares dela año 2007)	Variacion anual de precios	CAMBIO ANUAL	TASA PROMEDIO		(Index 1982-1984 = 100)		2007 = 100)
		Mill de Balboas	GWh	1987=100	Oct. 2002 =100	2007=100	2013=100	c/kWh	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual										
1	1970	20.8	710.3	42.2	36.5	33.0	24.7	2.93	1.24		8.03		8.88		11.86		2.20	13.51	0.41				0.3880	38.80	18.7128	1,871.28
2	1971	24.4	775.4	43.0	37.2	33.6	25.2	3.15	1.35	9.5%	8.47	5.5%	9.36	5.5%	12.51	5.5%	2.30	13.53	0.45	9.1%	-3.7%		0.4050	40.50	19.5327	1,953.27
3	1972	28.4	869.8	45.4	39.2	35.5	26.6	3.27	1.48	9.6%	8.32	-1.7%	9.20	-1.7%	12.29	-1.7%	2.40	13.68	0.48	7.7%	-9.4%		0.4180	41.80	20.1597	2,015.97
4	1973	31.6	984.0	48.5	41.9	37.9	28.4	3.21	1.56	5.1%	7.66	-7.9%	8.47	-7.9%	11.32	-7.9%	2.50	13.42	0.54	10.6%	-18.6%		0.4440	44.40	21.4137	2,141.37
5	1974	45.6	980.7	56.9	49.2	44.5	33.3	4.65	2.65	69.9%	9.45	23.4%	10.45	23.4%	13.97	23.4%	3.10	14.99	0.74	37.7%	-14.3%		0.4930	49.30	23.7769	2,377.69
6	1975	56.4	1,041.0	60.0	51.9	46.9	35.1	5.42	3.25	22.9%	10.45	10.5%	11.55	10.5%	15.43	10.5%	3.50	15.50	0.91	23.3%	-12.8%		0.5383	53.83	25.9593	2,595.93
7	1976	63.0	1,143.1	62.4	53.9	48.8	36.5	5.51	3.44	5.8%	10.22	-2.2%	11.30	-2.2%	15.09	-2.2%	3.70	15.49	1.02	11.8%	-14.0%		0.5693	56.93	27.4584	2,745.84
8	1977	83.7	1,260.1	65.4	56.5	51.1	38.3	6.64	4.34	26.3%	11.75	15.0%	12.99	15.0%	17.36	15.0%	4.09	16.07	1.19	17.6%	-2.6%		0.6062	60.62	29.2348	2,923.48
9	1978	92.5	1,268.2	68.3	59.0	53.4	40.0	7.29	4.98	14.7%	12.36	5.1%	13.66	5.1%	18.25	5.1%	4.30	15.72	1.35	13.3%	-8.2%		0.6524	65.24	31.4654	3,146.54
10	1979	111.1	1,480.9	73.8	63.8	57.7	43.2	7.50	5.54	11.1%	11.76	-4.8%	13.00	-4.8%	17.37	-4.8%	4.64	15.22	1.62	19.9%	-24.7%		0.7258	72.58	35.0062	3,500.62
11	1980	143.4	1,472.3	84.3	72.9	65.9	49.3	9.74	8.21	48.3%	13.37	13.7%	14.78	13.7%	19.75	13.7%	5.36	15.50	2.13	31.2%	-17.5%		0.8238	82.38	39.7327	3,973.27
12	1981	164.3	1,554.3	90.6	78.3	70.8	53.0	10.57	9.58	16.6%	13.50	1.0%	14.92	1.0%	19.94	1.0%	6.20	16.25	2.72	27.8%	-26.8%		0.9093	90.93	43.8562	4,385.62
13	1982	191.7	1,674.8	94.5	81.7	73.9	55.3	11.45	10.82	12.9%	14.01	3.8%	15.49	3.8%	20.70	3.8%	6.84	16.89	3.18	17.1%	-13.3%		0.9653	96.53	46.5571	4,655.71
14	1983	230.3	1,850.6	96.6	83.5	75.5	56.5	12.44	12.02	11.1%	14.91	6.4%	16.48	6.4%	22.02	6.4%	7.19	17.20	3.45	8.4%	-2.0%		0.9958	99.58	48.0280	4,802.80
15	1984	228.4	1,816.5	98.2	84.9	76.8	57.5	12.57	12.35	2.7%	14.81	-0.6%	16.38	-0.6%	21.88	-0.6%	7.56	17.33	3.79	9.7%	-10.4%		1.0393	103.93	50.1260	5,012.60
16	1985	235.1	1,944.1	99.1	85.7	77.5	58.0	12.09	11.98	-2.9%	14.12	-4.7%	15.61	-4.7%	20.85	-4.7%	7.79	17.26	4.04	6.7%	-11.4%		1.0760	107.60	51.8944	5,189.44
17	1986	242.0	2,045.1	99.1	85.7	77.5	58.0	11.83	11.73	-2.1%	13.82	-2.1%	15.27	-2.1%	20.41	-2.1%	7.41	16.09	3.92	-3.1%	1.0%		1.0969	109.69	52.9032	5,290.32
18	1987	255.2	2,191.1	100.0	86.4	78.2	58.5	11.65	11.65	-0.7%	13.48	-2.5%	14.90	-2.5%	19.90	-2.5%	7.41	15.54	4.06	3.6%	-6.1%		1.1362	113.62	54.7962	5,479.62
19	1988	238.3	2,063.1	100.5	86.9	78.6	58.8	11.55	11.61	-0.3%	13.30	-1.3%	14.70	-1.3%	19.64	-1.3%	7.49	15.09	4.27	5.2%	-6.6%		1.1828	118.28	57.0428	5,704.28
20	1989	231.8	1,983.6	100.6	86.9	78.7	58.9	11.69	11.76	1.3%	13.44	1.1%	14.86	1.1%	19.85	1.1%	7.64	14.70	4.57	6.9%	-5.8%		1.2394	123.94	59.7758	5,977.58
21	1990	238.8	2,053.0	101.4	87.6	79.3	59.3	11.63	11.79	0.3%	13.27	-1.2%	14.67	-1.2%	19.60	-1.2%	7.85	14.32	4.95	8.3%	-9.5%		1.3066	130.66	63.0152	6,301.52
22	1991	254.0	2,185.9	102.7	88.8	80.3	60.1	11.62	11.93	1.2%	13.09	-1.4%	14.47	-1.4%	19.34	-1.4%	8.05	14.09	5.29	6.9%	-8.3%		1.3617	136.17	65.6718	6,567.18
23	1992	263.8	2,311.4	104.5	90.3	81.7	61.1	11.41	11.93	-0.1%	12.64	-3.5%	13.97	-3.5%	18.66	-3.5%	8.23	13.98	5.57	5.3%	-8.8%		1.4031	140.31	67.6693	6,766.93
24	1993	281.7	2,486.2	105.0	90.8	82.1	61.4	11.33	11.90	-0.2%	12.49	-1.2%	13.80	-1.2%	18.44	-1.2%	8.34	13.75	5.81	4.3%	-5.4%		1.4448	144.48	69.6788	6,967.88
25	1994	304.2	2,671.9	106.4	92.0	83.2	62.3	11.39	12.11	1.8%	12.38	-0.8%	13.69	-0.8%	18.29	-0.8%	8.40	13.51	6.01	3.4%	-4.3%		1.4823	148.23	71.4874	7,148.74
26	1995	324.3	2,869.6	107.4	92.8	84.0	62.8	11.30	12.14	0.2%	12.17	-1.7%	13.46	-1.7%	17.98	-1.7%	8.40	13.14	6.18	2.8%	-4.4%		1.5238	152.38	73.4929	7,349.29
27	1996	333.9	2,984.0	108.8	94.0	85.1	63.7	11.19	12.17	0.3%	11.90	-2.3%	13.15	-2.3%	17.58	-2.3%	8.36	12.70	6.32	2.4%	-4.7%		1.5686	156.86	75.6512	7,565.12
28	1997	362.9	3,302.1	110.1	95.2	86.1	64.4	10.99	12.10	-0.6%	11.55	-2.9%	12.77	-2.9%	17.06	-2.9%	8.43	12.52	6.53	3.2%	-6.2%		1.6053	160.53	77.4196	7,741.96
29	1998	377.3	3,392.3	110.9	95.9	86.7	64.9	11.12	12.33	1.9%	11.60	0.5%	12.83	0.5%	17.14	0.5%	8.26	12.08	6.49	-0.5%	1.0%		1.6301	163.01	78.6173	7,861.73
30	1999	362.8	3,578.0	112.5	97.2	88.0	65.8	10.14	11.41	-7.5%	10.43	-10.1%	11.53	-10.1%	15.40	-10.1%	8.16	11.68	6.56	1.0%	-11.1%		1.6658	166.58	80.3415	8,034.15
31	2000	429.4	3,801.1	114.2	98.7	89.3	66.8	11.30	12.90	13.1%	11.45	9.8%	12.65	9.8%	16.91	9.8%	8.24	11.40	6.84	4.3%	5.5%		1.7219	172.19	83.0463	8,304.63
32	2001	459.9	3,933.9	114.5	99.0	89.5	67.0	11.69	13.39	3.8%	11.81	3.2%	13.06	3.2%	17.45	3.2%	8.58	11.56	7.33	7.2%	-4.0%		1.7704	177.04	85.3854	8,538.54
33	2002	450.2	4,113.0	115.7	100.0	90.5	67.7	**10.95**	12.66	-5.4%	10.95	-7.3%	12.10	-7.3%	16.17	-7.3%	8.45	11.19	7.33	0.0%	-7.3%		1.7987	179.87	86.7479	8,674.79
34	2003	499.2	4,306.8	115.8	**100.1**	90.5	67.8	11.59	13.42	6.0%	11.58	5.8%	12.80	5.8%	17.11	5.8%	8.72	11.29	7.74	5.6%	0.2%		1.8400	184.00	88.7413	8,874.13
35	2004	544.3	4,594.6	116.3	**100.5**	90.9	68.1	11.85	13.78	2.6%	11.79	1.8%	13.03	1.8%	17.41	1.8%	8.95	11.29	8.15	5.3%	-3.6%		1.8891	188.91	91.1086	9,110.86
36	2005	643.3	4,781.1	119.7	**103.5**	93.6	70.0	13.45	16.11	16.9%	13.01	10.3%	14.38	10.3%	19.21	10.3%	9.43	11.51	8.88	8.9%	1.4%		1.9527	195.27	94.1751	9,417.51
37	2006	735.9	4,933.5	122.7	**106.1**	95.9	71.8	14.92	18.30	13.6%	14.07	8.2%	15.55	8.2%	20.78	8.2%	10.40	12.30	10.11	13.9%	-5.7%		2.0156	201.56	97.2096	9,720.96
38	**2007**	**826.5**	**5,297.9**	127.9	**110.5**	**100.0**	74.8	15.60	19.95	9.0%	14.11	0.3%	**15.60**	0.3%	20.85	0.3%	10.65	12.24	10.65	5.3%	-5.0%		2.0734	207.34	100.0000	10,000.00
39	2008	1,061.1	5,462.1	139.0	**120.1**	108.7	81.3	19.43	27.00	35.3%	16.17	14.6%	17.88	14.6%	23.89	14.6%	11.26	12.47	11.69	9.8%	4.8%		2.1525	215.25	103.8150	10,381.50
40	2009	955.5	5,737.9	142.3	**123.0**	111.3	83.3	16.65	23.70	-12.3%	13.54	-16.3%	14.97	-16.3%	20.00	-16.3%	11.51	12.78	11.91	1.8%	-18.1%		2.1456	214.56	103.4824	10,348.24
41	2010	1,027.4	6,232.7	147.3	**127.3**	115.2	86.2	16.48	24.28	2.5%	12.95	-4.4%	14.31	-4.4%	19.12	-4.4%	11.54	12.61	12.13	1.9%	-6.3%		2.1808	218.08	105.1759	10,517.59
42	2011	1,066.6	6,599.6	156.0	**134.8**	122.0	91.3	16.16	25.21	3.8%	11.99	-7.4%	13.25	-7.4%	17.71	-7.4%	11.72	12.41	12.71	4.8%	-12.2%		2.2493	224.93	108.4813	10,848.13
43	2012	1,162.4	7,170.1	164.9	**142.5**	128.9	96.5	16.21	26.73	6.0%	11.37	-5.1%	12.57	-5.1%	16.80	-5.1%	11.88	12.33	13.15	3.5%	-8.6%		2.2960	229.60	110.7338	11,073.38
44	2013	1,338.8	7,497.7	170.9	**147.7**	133.6	**100.0**	17.86	30.52	14.2%	12.09	6.3%	13.36	6.3%	**17.86**	6.3%	12.13	12.40	13.62	3.6%	2.7%		2.3296	232.96	112.3551	11,235.51
45	2014	1,391.3	7,822.6	175.5	**151.7**	137.2	102.7	17.79	31.22	2.3%	11.72	-3.0%	12.96	-3.0%	17.32	-3.0%	12.52	12.61	14.29	4.9%	-7.9%		2.3671	236.71	114.1639	11,416.39
46	2015	1,841.6	8,249.3	175.5	**151.7**	137.2	103.0	22.32	39.18	25.5%	14.72	25.5%	16.27	25.5%	21.67	25.1%	12.61	12.68	14.41	0.8%	24.7%		2.3702	237.02	114.3134	11,431.34
	TASA CRECIMIENTO										0.8%							10.47	5.18				2.3349			0.00
																		-0.1%	9.0%		-3.2%					

variacion incremental

* **IPC Pma y S.Mgto** **Var. % IPC 2014 B 2007 =** **2.70%**

IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2012 (1)

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
Annual Average Residential Electricity Price
Return to Contents



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Residential Electricity Price (¢/kwh) Nominal	Real	
1960	0.296	2.60	20.93	
1961	0.299	2.60	20.72	
1962	0.302	2.60	20.52	
1963	0.306	2.50	19.47	
1964	0.310	2.50	19.22	
1965	0.315	2.40	18.16	
1966	0.324	2.30	16.92	
1967	0.334	2.30	16.41	
1968	0.348	2.30	15.75	
1969	0.367	2.20	14.29	
1970	0.388	2.20	13.51	
1971	0.405	2.30	13.53	
1972	0.418	2.40	13.68	
1973	0.444	2.50	13.42	
1974	0.493	3.10	14.99	
1975	0.538	3.50	15.50	
1976	0.569	3.70	15.49	
1977	0.606	4.09	16.07	
1978	0.652	4.30	15.72	
1979	0.726	4.64	15.22	
1980	0.824	5.36	15.50	
1981	0.909	6.20	16.25	
1982	0.965	6.84	16.89	
1983	0.996	7.19	17.20	
1984	1.039	7.56	17.33	
1985	1.076	7.79	17.26	
1986	1.097	7.41	16.09	
1987	1.136	7.41	15.54	
1988	1.183	7.49	15.09	
1989	1.239	7.64	14.70	
1990	1.307	7.85	14.32	
1991	1.362	8.05	14.09	
1992	1.403	8.23	13.98	
1993	1.445	8.34	13.75	
1994	1.482	8.40	13.51	
1995	1.524	8.40	13.14	
1996	1.569	8.36	12.70	
1997	1.605	8.43	12.52	
1998	1.630	8.26	12.08	
1999	1.666	8.16	11.68	
2000	1.722	8.24	11.40	
2001	1.770	8.58	11.56	
2002	1.799	8.45	11.19	
2003	1.840	8.72	11.29	
2004	1.889	8.95	11.29	
2005	1.953	9.43	11.51	
2006	2.016	10.40	12.30	
2007	2.073	10.65	12.24	
2008	2.153	11.26	12.47	
2009	2.146	11.51	12.78	
2010	2.181	11.54	12.61	
2011	2.249	11.72	12.41	
2012	2.296	11.88	12.33	
2013	2.330	12.13	12.40	**Forecast**
2014	2.367	12.52	12.61	**Values**
2015	**2.370**	**12.61**	**12.68**	1
2016	**2.412**	**12.70**	**12.54**	1
Base CPI (4/2017)	2.383			

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
Forecast / estimated values shown in **blue**
Real Price (Apr 2017 $)
See Notes and Sources for more information

ref2015.d021915a

Report Annual Energy Outlook 2015
Scenario ref2015 Reference case
Datekey d021915a
Release Date April 2015

8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions

(billion kilowatthours, unless otherwise noted)

Supply, Disposition, Prices, and Emissions	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2013-2040
Net Generation by Fuel Type																														
Electric Power Sector 1/																														
Power Only 2/																														
Coal	1478	1550	1579	1556	1526	1558	1576	1636	1670	1675	1681	1687	1692	1685	1683	1681	1679	1676	1674	1671	1668	1666	1665	1665	1666	1664	1665	1663	1663	0.3%
Petroleum	18	22	24	22	22	19	20	14	14	14	14	15	15	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	-1.6%
Natural Gas 3/	1000	894	890	900	933	902	920	897	867	864	876	895	921	954	978	1005	1032	1054	1073	1083	1093	1107	1122	1143	1163	1177	1185	1189	1198	1.1%
Nuclear Power	769	789	784	774	781	795	798	801	804	807	808	808	808	808	808	808	808	808	808	810	810	810	811	812	813	817	821	825	833	0.2%
Pumped Storage/Other 4/	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	-0.1%
Renewable Sources 5/	458	483	492	525	561	587	605	613	620	630	635	639	644	648	653	658	664	670	679	691	703	715	727	733	744	760	777	796	805	1.9%
Distributed Generation (Natural Gas)	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	- -
Total	**3726**	**3741**	**3771**	**3779**	**3827**	**3865**	**3921**	**3964**	**3978**	**3993**	**4018**	**4047**	**4083**	**4113**	**4140**	**4170**	**4200**	**4226**	**4252**	**4273**	**4292**	**4317**	**4343**	**4372**	**4405**	**4436**	**4467**	**4493**	**4518**	**0.7%**
Combined Heat and Power 6/																														
Coal	22	22	24	24	23	24	24	25	26	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	25	26	26	26	0.5%
Petroleum	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-4.0%
Natural Gas	132	126	143	144	140	135	133	133	133	133	133	133	133	133	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	133	133	133	0.2%
Renewable Sources	5	5	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	1.7%
Total	**164**	**158**	**173**	**175**	**170**	**166**	**164**	**165**	**166**	**165**	**166**	**167**	**167**	**167**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**168**	**167**	**167**	**167**	**0.2%**
Total Net Electric Power Sector Generation	**3890**	**3899**	**3944**	**3954**	**3997**	**4031**	**4086**	**4129**	**4144**	**4158**	**4184**	**4214**	**4250**	**4280**	**4308**	**4338**	**4368**	**4394**	**4420**	**4441**	**4460**	**4485**	**4511**	**4540**	**4573**	**4604**	**4634**	**4660**	**4686**	**0.7%**
Less Direct Use	13	13	13	13	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0.2%
Net Available to the Grid	**3877**	**3886**	**3931**	**3941**	**3984**	**4018**	**4073**	**4116**	**4131**	**4145**	**4170**	**4200**	**4236**	**4267**	**4295**	**4324**	**4354**	**4381**	**4406**	**4427**	**4447**	**4471**	**4498**	**4527**	**4559**	**4591**	**4621**	**4646**	**4672**	**0.7%**
End-Use Sector 7/																														
Coal	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	0.0%
Petroleum	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	-0.4%
Natural Gas	95	98	101	103	106	109	112	113	116	119	122	126	130	134	139	144	150	156	163	169	176	184	191	199	207	215	222	228	235	3.3%
Other Gaseous Fuels 8/	11	11	11	11	11	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	2.1%
Renewable Sources 9/	39	42	44	47	50	51	51	52	53	54	55	57	58	60	62	64	66	68	70	72	75	77	80	82	85	88	91	94	97	3.1%
Other 10/	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0.0%
Total End-Use Sector Net Generation	**164**	**171**	**175**	**181**	**186**	**199**	**201**	**204**	**207**	**211**	**216**	**221**	**227**	**233**	**239**	**247**	**254**	**262**	**271**	**280**	**290**	**299**	**309**	**320**	**330**	**341**	**351**	**360**	**370**	**2.9%**
Less Direct Use	126	132	136	141	146	159	162	163	167	171	175	179	185	190	196	203	210	217	225	233	241	250	259	269	278	287	296	305	313	3.3%
Total Sales to the Grid	**38**	**39**	**39**	**40**	**40**	**39**	**40**	**40**	**40**	**41**	**41**	**42**	**42**	**43**	**43**	**44**	**45**	**45**	**46**	**47**	**48**	**49**	**50**	**51**	**52**	**53**	**54**	**55**	**56**	**1.4%**
Total Net Electricity Generation by Fuel																														
Coal	1514	1586	1616	1594	1563	1595	1614	1674	1709	1714	1720	1726	1732	1724	1723	1721	1718	1715	1713	1710	1708	1705	1704	1704	1705	1702	1704	1702	1702	0.3%
Petroleum	23	27	28	25	25	23	23	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	-1.6%
Natural Gas	1228	1118	1133	1147	1179	1148	1165	1144	1117	1116	1132	1155	1184	1223	1252	1284	1317	1346	1371	1388	1405	1426	1449	1478	1507	1528	1543	1553	1569	1.3%
Nuclear Power	769	789	784	774	781	795	798	801	804	807	808	808	808	808	808	808	808	808	808	808	810	810	810	811	812	813	817	821	825	833	0.2%
Renewable Sources 5,9/	501	530	542	578	618	644	663	671	679	690	698	703	710	716	723	729	737	746	756	770	785	800	814	823	836	855	876	897	909	2.0%
Other 11/	19	20	17	17	17	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	0.8%
Total Net Electricity Generation	**4055**	**4070**	**4119**	**4134**	**4183**	**4229**	**4287**	**4333**	**4351**	**4370**	**4400**	**4435**	**4477**	**4513**	**4548**	**4584**	**4622**	**4657**	**4691**	**4721**	**4750**	**4784**	**4821**	**4860**	**4903**	**4945**	**4985**	**5020**	**5056**	**0.8%**
Net Generation to the Grid	**3916**	**3925**	**3970**	**3980**	**4024**	**4057**	**4112**	**4156**	**4171**	**4186**	**4211**	**4242**	**4278**	**4309**	**4338**	**4368**	**4399**	**4426**	**4453**	**4474**	**4495**	**4520**	**4548**	**4578**	**4611**	**4644**	**4675**	**4702**	**4729**	**0.7%**
Net Imports	**47**	**52**	**46**	**42**	**42**	**42**	**37**	**36**	**33**	**35**	**37**	**36**	**35**	**35**	**36**	**34**	**31**	**33**	**30**	**30**	**30**	**28**	**27**	**26**	**26**	**26**	**28**	**31**	**32**	**-1.8%**
Electricity Sales by Sector																														
Residential	1375	1391	1415	1407	1415	1419	1426	1434	1423	1420	1422	1427	1434	1441	1448	1458	1468	1479	1488	1497	1505	1513	1523	1533	1544	1555	1566	1576	1587	0.5%
Commercial	1327	1338	1358	1365	1376	1383	1393	1405	1413	1420	1429	1439	1450	1461	1473	1485	1497	1511	1522	1533	1545	1557	1569	1583	1599	1615	1631	1646	1659	0.8%
Industrial	986	955	959	970	997	1021	1056	1078	1096	1109	1127	1140	1154	1166	1174	1178	1181	1182	1183	1183	1181	1182	1185	1188	1193	1196	1200	1203	1206	0.9%
Transportation	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11	11	11	12	12	13	13	14	14	15	16	16	17	17	18	3.4%
Total	**3695**	**3691**	**3739**	**3750**	**3796**	**3831**	**3884**	**3926**	**3941**	**3958**	**3987**	**4015**	**4049**	**4078**	**4107**	**4132**	**4157**	**4184**	**4205**	**4226**	**4244**	**4266**	**4291**	**4319**	**4351**	**4383**	**4414**	**4443**	**4470**	**0.7%**
Direct Use	139	145	149	154	159	172	175	177	180	184	188	193	198	204	210	216	223	231	239	247	255	264	273	283	292	301	310	319	327	3.1%
Total Electricity Use	**3834**	**3836**	**3888**	**3904**	**3955**	**4003**	**4059**	**4103**	**4121**	**4143**	**4175**	**4208**	**4247**	**4282**	**4316**	**4348**	**4381**	**4415**	**4444**	**4473**	**4499**	**4530**	**4564**	**4602**	**4643**	**4684**	**4724**	**4761**	**4797**	**0.8%**

End-Use Prices																														
(2013 cents per kilowatthour)																														
Residential	12.1	12.2	12.0	12.1	12.5	12.6	12.5	12.6	12.9	13.1	13.2	13.3	13.4	13.5	13.6	13.6	13.7	13.6	13.6	13.7	13.7	13.8	13.9	13.9	14.0	14.0	14.2	14.3	14.5	0.6%
Commercial	10.2	10.1	10.2	10.2	10.4	10.4	10.3	10.4	10.6	10.8	10.9	11.0	11.0	11.1	11.1	11.2	11.2	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.4	11.5	11.6	11.8	0.6%
Industrial	6.8	6.9	7.2	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.3	7.4	7.4	7.5	7.5	7.6	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3	8.4	0.7%
Transportation	9.5	9.7	10.1	9.8	9.8	9.8	9.8	10.0	10.3	10.6	10.7	10.8	10.9	11.0	11.1	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.3	11.4	11.5	11.6	11.6	11.8	11.9	12.1	12.3	0.9%
All Sectors Average	**10.0**	**10.1**	**10.1**	**10.1**	**10.3**	**10.3**	**10.3**	**10.3**	**10.5**	**10.7**	**10.7**	**10.8**	**10.8**	**11.0**	**11.0**	**11.0**	**11.1**	**11.0**	**11.1**	**11.1**	**11.1**	**11.2**	**11.3**	**11.3**	**11.4**	**11.4**	**11.6**	**11.7**	**11.8**	**0.6%**
(nominal cents per kilowatthour)																														
Residential	11.9	12.2	12.1	12.5	13.2	13.5	13.7	14.1	14.6	15.1	15.5	15.9	16.2	16.6	17.0	17.4	17.7	17.9	18.3	18.7	19.1	19.6	20.0	20.5	20.9	21.4	22.1	22.7	23.5	2.5%
Commercial	10.1	10.1	10.4	10.5	10.9	11.2	11.3	11.6	12.0	12.5	12.8	13.1	13.3	13.6	13.9	14.2	14.5	14.7	14.9	15.2	15.5	15.9	16.3	16.6	17.0	17.4	17.9	18.5	19.1	2.4%
Industrial	6.7	6.9	7.3	7.3	7.5	7.7	7.7	7.9	8.2	8.5	8.7	9.0	9.1	9.4	9.6	9.8	10.0	10.1	10.3	10.6	10.8	11.1	11.4	11.7	12.0	12.3	12.7	13.2	13.6	2.6%
Transportation	9.3	9.7	10.3	10.1	10.3	10.5	10.7	11.2	11.7	12.2	12.6	12.9	13.2	13.6	13.9	14.2	14.5	14.8	15.0	15.3	15.7	16.2	16.6	17.0	17.4	18.0	18.6	19.3	19.9	2.7%
All Sectors Average	**9.8**	**10.1**	**10.3**	**10.5**	**10.9**	**11.1**	**11.2**	**11.5**	**11.9**	**12.3**	**12.6**	**12.9**	**13.1**	**13.5**	**13.8**	**14.1**	**14.3**	**14.5**	**14.8**	**15.1**	**15.5**	**15.9**	**16.2**	**16.6**	**17.0**	**17.4**	**18.0**	**18.6**	**19.2**	**2.4%**
Prices by Service Category																														
(2013 cents per kilowatthour)																														
Generation	6.5	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.1	7.1	7.1	7.2	7.2	7.3	7.5	7.6	0.5%
Transmission	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2%
Distribution	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.6%
(nominal cents per kilowatthour)																														
Generation	6.4	6.6	6.7	6.7	6.9	7.0	7.0	7.2	7.5	7.8	8.0	8.2	8.3	8.6	8.7	8.9	9.1	9.2	9.3	9.5	9.7	10.0	10.2	10.5	10.7	11.0	11.4	11.8	12.3	2.3%
Transmission	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	3.0%
Distribution	2.5	2.6	2.6	2.8	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8	3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	2.4%
Electric Power Sector Emissions 1/																														
Sulfur Dioxide (million short tons)	3.43	3.27	3.33	3.16	1.36	1.34	1.37	1.39	1.42	1.39	1.40	1.39	1.40	1.44	1.43	1.44	1.42	1.44	1.44	1.44	1.45	1.45	1.47	1.47	1.48	1.50	1.51	1.51	1.53	-2.8%
Nitrogen Oxide (million short tons)	1.68	1.69	1.70	1.61	1.53	1.49	1.48	1.54	1.57	1.58	1.58	1.59	1.58	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.56	1.56	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.58	1.57	-0.3%
Mercury (short tons)	26.69	27.94	26.83	26.19	6.04	6.17	6.27	6.47	6.58	6.56	6.55	6.55	6.53	6.53	6.48	6.48	6.43	6.46	6.43	6.42	6.43	6.41	6.42	6.40	6.40	6.37	6.44	6.41	6.41	-5.3%

1/ Includes electricity-only and combined heat and power plants that have a regulatory status.

2/ Includes plants that only produce electricity and that have a regulatory status.

3/ Includes electricity generation from fuel cells.

4/ Includes non-biogenic municipal waste. The U.S. Energy Information Administration estimates that in 2013 approximately 7 billion kilowatthours of electricity were generated from a municipal waste stream containing petroleum-derived plastics and other non-renewable sources. See U.S. Energy Information Administration, Methodology for Allocating Municipal Solid Waste to Biogenic and Non-Biogenic Energy (Washington, DC, May 2007).

5/ Includes conventional hydroelectric, geothermal, wood, wood waste, biogenic municipal waste, landfill gas, other biomass, solar, and wind power.

6/ Includes combined heat and power plants whose primary business is to sell electricity and heat to the public (i.e., those that report North American Industry Classification System code 22 or that have a regulatory status).

7/ Includes combined heat and power plants and electricity-only plants in the commercial and industrial sectors that have a non-regulatory status; and small on-site generating systems in the residential, commercial, and industrial sectors used primarily for own-use generation, but which may also sell some power to the grid.

8/ Includes refinery gas and still gas.

9/ Includes conventional hydroelectric, geothermal, wood, wood waste, all municipal waste, landfill gas, other biomass, solar, and wind power.

10/ Includes batteries, chemicals, hydrogen, pitch, purchased steam, sulfur, and miscellaneous technologies.

11/ Includes pumped storage, non-biogenic municipal waste, refinery gas, still gas, batteries, chemicals, hydrogen, pitch, purchased steam, sulfur, and miscellaneous technologies.

- - = Not applicable.

Note: Totals may not equal sum of components due to independent rounding. Data for 2012 and 2013 are model results and may differ from official EIA data reports.

Sources: 2012 and 2013 electric power sector generation; sales to the grid; net imports; electricity sales; and electricity end-use prices: U.S. Energy Information Administration (EIA), Monthly Energy Review, DOE/EIA-0035(2014/08) (Washington, DC, August 2014) and supporting databases. 2012 and 2013 emissions: U.S. Environmental Protection Agency, Clean Air Markets Database. 2012 and 2013 prices by service category: EIA, AEO2015 National Energy Modeling System run ref2015.d021915a. Projections: EIA, AEO2015 National Energy Modeling System run ref2015.d021915a.

CUADRO No. 19

PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)

AÑO	PRETOT HISTORICO En Balboas 2007	Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA			PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT			VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT		
				TOTAL AVERAGE ELECTRICITY USA			c/r Variaciones reales de Precios USA			Var. Reales de PRETOT/Precios USA		
		Cent 1982/ kWh	Cent 2012/ kWh	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
							Reference	High Growth	Low Growth	Reference	High Growth	Low Growth
1998	12.83	12.00	11.63									
1999	11.53	11.60	11.25									
2000	12.65	11.32	10.98									
2001	13.06	11.48	11.13									
2002	12.10	11.12	10.78									
2003	12.80	11.22	10.88									
2004	13.03	11.21	10.87									
2005	14.38	11.43	11.09									
2006	15.55	12.22	11.85									
2007	15.60	12.16	11.79									
2008	17.88	12.39	12.01									
2009	14.97	12.70	12.31									
2010	14.31	12.52	12.15									
2011	13.25	12.33	11.96	11.93	11.93	11.93						
2012	12.47	12.25	11.88	**11.88**	**11.88**	**11.88**						
2013	13.37	12.31	11.94	11.61	11.60	11.60	13.37	13.37	13.37			
2014	13.07	12.50	12.12	11.74	11.92	11.66	13.07	13.07	13.07			
2015				11.92	12.25	11.74	13.27	13.43	13.46	0.0155	0.0275	0.0297
2016				12.00	12.32	11.72	13.36	13.50	13.35	0.0063	0.0053	-0.0083
2017				12.12	12.25	11.91	13.49	13.43	13.58	0.0101	-0.0051	0.0171
2018				12.25	12.30	12.14	13.64	13.48	13.63	0.0111	0.0039	0.0043
2019				12.34	12.34	12.26	13.74	13.52	13.49	0.0074	0.0027	-0.0103
2020				12.33	12.29	12.35	13.73	13.47	13.47	-0.0009	-0.0035	-0.0020
2021				12.30	12.23	12.33	13.70	13.40	13.34	-0.0024	-0.0053	-0.0097
2022				12.22	12.16	12.37	13.60	13.33	13.42	-0.0071	-0.0054	0.0061
2023				12.18	12.14	12.37	13.56	13.31	13.36	-0.0030	-0.0018	-0.0044
2024				12.30	12.19	12.35	13.69	13.36	13.35	0.0097	0.0043	-0.0008
2025				12.33	12.30	12.40	13.73	13.48	13.42	0.0028	0.0086	0.0055
2026				12.37	12.36	12.36	13.77	13.55	13.32	0.0029	0.0055	-0.0078
2027				12.44	12.48	12.50	13.85	13.68	13.51	0.0062	0.0097	0.0148
2028				12.48	12.54	12.56	13.90	13.75	13.43	0.0030	0.0047	-0.0059
2029				12.53	12.59	12.58	13.95	13.80	13.39	0.0040	0.0041	-0.0034
2030				12.62	12.74	12.60	14.05	13.96	13.39	0.0070	0.0115	0.0000

										2015	1.55%	2.75%	2.97%
12.0731	12.2811	11.8776	**Corto Plazo (Promedio)**	0.0108	0.0079	0.0107				**2016**	0.63%	0.53%	-0.83%
-1.6%	**-1.5%**	**-1.8%**	**Tasa**	**1.1%**	**0.8%**	**1.1%**				**2015-2016**	1.09%	1.64%	1.07%
12.3481	12.3290	12.4025	**Largo Plazo (Promedio)**	0.0020	0.0021	-0.0016				**2016-2019**	0.87%	0.17%	0.07%
0.2%	**0.2%**	**0.3%**	**Tasa**	**0.2%**	**0.2%**	**-0.2%**				**2020-2030**	0.20%	0.29%	-0.07%

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA
PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA
ESCENARIO UNICO

AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2013	44,052.6	44.1	
2014	46,554.4	46.6	5.68%
2015	48,963.5	49.0	5.17%
2016	51,405.3	51.4	4.99%
2017	53,714.0	53.7	4.49%
2018	56,039.5	56.0	4.33%
2019	58,246.5	58.2	3.94%
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%
TASA ANUAL			
2013-2017			5.08%
2018-2025			3.66%
2026-2033			2.83%

FUENTE: ENSA

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA
PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA
ESCENARIO UNICO

AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2018	56,039.5	56.0	4.33%
2019	58,246.5	58.2	3.94%
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%
TASA ANUAL			
2018-2025			3.66%
2026-2033			2.83%

FUENTE: ENSA

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA INCREMENTAL CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2031
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA				TRANSPORTE METRO			AEREOPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS		
	ESTE		OESTE										
	MOD Y ALTO	BAJO	MOD Y ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011													
2012													
2013													
2014					25.70	25.70	25.70				25.70	25.70	25.70
2015					35.21	35.21	35.21				35.21	35.21	35.21
2016					36.54	36.54	36.54				36.54	36.54	36.54
2017	5.4	5.4			36.54	36.54	36.54				41.94	41.94	41.94
2018	5.6	5.6			36.54	36.54	36.54	36.75	36.94	36.57	78.87	79.05	78.69
2019	5.8	5.8			186.27	186.27	36.54	37.31	37.68	36.94	229.33	229.70	79.23
2020	16.9	5.9	5.0		186.27	186.27	186.27	37.86	54.86	37.31	246.07	263.06	229.51
2021	24.1	6.1	19.5	5.0	193.80	245.28	186.27	38.43	55.95	37.68	275.89	344.89	235.06
2022	29.3	29.3	19.7	19.5	193.80	245.28	186.27	39.01	57.07	38.06	281.87	351.41	273.21
2023	29.5	29.5	19.9	19.7	276.96	328.44	186.27	54.86	58.22	38.44	381.22	436.06	273.94
2024	29.7	29.7	22.7	19.9	316.44	328.44	274.51	55.68	59.38	38.82	424.48	440.18	362.91
2025	48.0	30.0	22.9	20.1	316.44	328.44	274.51	56.52	60.57	39.21	443.86	459.92	363.75
2026	48.0	30.0	23.0	20.3	316.44	328.44	316.44	57.36	61.78	39.60	444.86	461.27	406.42
2027	48.2	48.2	23.2	23.0	316.44	457.32	316.44	58.22	63.01	40.00	446.07	591.74	427.67
2028	48.4	48.4	23.4	23.2	316.44	502.68	316.44	59.10	64.27	40.40	447.29	638.71	428.42
2029	48.6	48.6	23.5	23.4	316.44	502.68	316.44	59.98	65.56	40.80	448.52	640.34	429.17
2030	48.6	48.6	23.7	23.5	316.44	502.68	316.44	60.88	66.87	41.21	449.60	641.83	429.75
2031	48.6	48.6	23.9	23.7	316.44	502.68	316.44	61.80	68.21	41.62	450.69	643.34	430.34

* Corresponde al incremento de consumo por la expansion de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansion total con la construccion en el año 2015, del Muelle Sur. Expansion que debe cubrir hasta el año 2030.
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

CUADRO No. 21 - A

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2016 -2030

AÑO	ESC. MODERADO (a) GWh	ESC. MODERADO (a) TASAS (%)	ESC. OPTIMISTA (b) GWh	ESC. OPTIMISTA (b) TASAS (%)	ESC. PESIMISTA (c) GWh	ESC. PESIMISTA (c) TASAS (%)
2010	75.1		75.1		75.1	
2011	71.0	-5.5	71.0	-5.5	71.0	-5.5
2012	78.1	10.0	78.1	10.0	78.1	10.0
2013	83.5	6.9	83.5	6.9	83.5	6.9
2014	112.8	35.2	112.8	35.2	112.8	35.2
2015	78.4	-30.5	78.4	-30.5	78.4	-30.5
2016	36.5	-53.4	36.5	-53.4	36.5	-53.4
2017	46.3	26.7	46.3	26.7	46.3	26.7
2018	133.3	188.0	133.3	188.0	95.0	105.2
2019	274.4	105.9	274.4	105.9	133.4	40.5
2020	354.0	29.0	372.3	35.7	225.9	69.3
2021	368.9	4.2	387.2	4.0	368.5	63.2
2022	378.4	2.6	518.8	34.0	378.0	2.6
2023	489.2	29.3	528.7	1.9	387.4	2.5
2024	533.4	9.0	566.0	7.1	560.1	44.6
2025	559.6	4.9	731.9	29.3	501.6	-10.4
2026	567.7	1.4	740.5	1.2	548.1	9.3
2027	576.0	1.5	749.2	1.2	556.4	1.5
2028	584.4	1.5	758.0	1.2	564.8	1.5
2029	587.6	0.5	761.6	0.5	568.0	0.6
2030	590.6	0.5	765.1	0.5	571.0	0.5
2031	593.6	0.5	768.5	0.5	574.0	0.5
Tasa Anual	600.2%	11.63%	797.6%	13.57%	576.7%	11.38%

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(b) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(c) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Pesismista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

	-30.5%	-30.5%	-30.5%
	-53.4%	-53.4%	-53.4%
Corto Plazo	4.2%	4.2%	-4.2%
Largo Plazo	14.4%	17.2%	17.7%

CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS y MINERA PANAMA

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE AES - BOFCO, MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS y MINERA PANAMA
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2016 -2030
En GWh

AÑOS	PRONOSTICOS AES-BOFCO			INTEGRACION DARIEN	SANEAMIENTO DE LA BAHIA	METRO			AEREOPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS			MINERA PANAMA **	
	MODERADO	ALTO	BAJO			MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	PESISMISTA
2010	75.1	75.1	75.1													
2011	71.0	71.0	71.0													
2012	78.1	78.1	78.1													
2013	83.5	83.5	83.5													
2014	87.2	87.2	87.2			25.70	25.70	25.70				25.70	25.70	25.70		
2015	43.2	43.2	43.2			35.21	35.21	35.21				35.21	35.21	35.21		
2016						36.54	36.54	36.54				36.54	36.54	36.54		
2017					5.40	40.88	40.88	40.88				46.28	46.28	46.28		
2018					5.58	52.80	52.80	52.80	36.57	36.57	36.57	94.95	94.95	94.95	38.31	
2019					5.76	193.80	193.80	52.80	36.57	36.57	36.57	236.13	236.13	95.13	40.89	38.31
2020				60.5	21.98	194.04	194.04	65.88	36.57	54.86	36.57	252.60	270.89	124.44	46.06	40.89
2021				62.9	29.16	194.28	194.28	193.88	36.57	54.86	36.57	260.02	278.30	259.62	52.74	46.06
2022				65.2	29.33	194.53	316.69	194.12	36.57	54.86	36.57	260.44	400.88	260.03	59.41	52.74
2023				67.5	29.51	277.93	317.40	194.37	54.86	54.86	36.57	362.30	401.77	260.45	62.00	59.41
2024				69.8	29.68	317.06	349.66	362.01	54.86	54.86	36.57	401.61	434.20	428.27	66.94	62.00
2025				72.1	47.96	317.77	490.07	278.02	54.86	54.86	36.57	420.59	592.89	362.55	71.97	66.94
2026				74.4	48.03	318.48	491.21	317.15	54.86	54.86	36.57	421.38	594.11	401.76	77.09	71.97
2027				76.7	48.21	319.20	492.36	317.86	54.86	54.86	36.57	422.26	595.43	402.64	82.29	77.09
2028				79.0	48.38	319.91	493.51	318.57	54.86	54.86	36.57	423.15	596.75	403.53	82.29	82.29
2029				81.3	48.56	320.63	494.66	319.28	54.86	54.86	36.57	424.04	598.07	404.41	82.29	82.29
2030				83.6	48.56	321.34	495.81	319.99	54.86	54.86	36.57	424.76	599.23	405.12	82.29	82.29
2031				85.8	48.56	322.06	496.97	320.71	54.86	54.86	36.57	425.48	600.38	405.84	82.29	82.29

* Corresponde al incremento de consumo por la expansion de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansion total con la construccion por etapas, entregables 2015-2017en el año 2015, del Muelle Sur. Expansion que debe cubrir hasta el año 2030. Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

** Corresponde al Informe de Viabilidad de Conexion de Central a carbon de 300 MW a Llano Sánchez

##	#¡REF!	#¡REF!	
	10.7%	10.7%	10.7%
	15.7%	18.5%	14.5%

CONSUMO ELECTRICO DEL PUERTO DE PANAMA COLON CONTAINER (En Gwh) PROVINCIA DE COLON, COCO SOLO															
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ENERGIA	0.0	25.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0

CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS

CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2029
En GWh

AÑO	PANAMA COLON CONTAINER	MINERA PANAMA			TOTAL MEGAPROYECTOS		
		MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011							
2012							
2013							
2014							
2015							
2016							
2017			74.14			74.14	
2018	48.00	21.44	42.89		69.44	90.89	48.00
2019	48.00	42.89	42.22	21.45	90.89	90.22	69.45
2020	48.00	42.22	42.22	42.89	90.22	90.22	90.89
2021	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2022	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2023	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2024	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2025	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2026	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2027	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2028	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2029	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2030	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2031	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22

* Corresponde al incremento de consumo por la expansion de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansion total con la construccion en el año 2015, del Muelle Sur. Expansion que debe cubrir hasta el año 2030.
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

CUADRO No. 21 - A

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP

(CARGA INTEGRADA AL SIN)

Años 2017 -2031

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	212.6		212.6		212.6	
2011	209.2	*-1.6*	209.2	*-1.6*	209.2	*-1.6*
2012	216.3	*3.4*	216.3	*3.4*	216.3	*3.4*
2013	227.9	*5.4*	227.9	*5.4*	227.9	*5.4*
2014	256.6	*12.6*	256.6	*12.6*	256.6	*12.6*
2015	234.7	*-8.5*	234.7	*-8.5*	234.7	*-8.5*
2016	205.9	*-12.2*	205.9	*-12.2*	205.9	*-12.2*
2017	212.6	*3.3*	286.8	*39.3*	212.6	*3.3*
2018	320.3	*50.6*	342.0	*19.2*	298.7	*40.5*
2019	493.6	*54.1*	493.3	*44.2*	322.0	*7.8*
2020	571.5	*15.8*	588.5	*19.3*	555.6	*72.5*
2021	605.0	*5.9*	674.0	*14.5*	564.2	*1.5*
2022	614.7	*1.6*	684.2	*1.5*	606.0	*7.4*
2023	717.7	*16.8*	772.5	*12.9*	610.4	*0.7*
2024	764.6	*6.5*	780.3	*1.0*	703.0	*15.2*
2025	787.7	*3.0*	803.7	*3.0*	707.6	*0.6*
2026	792.4	*0.6*	808.8	*0.6*	753.9	*6.6*
2027	797.3	*0.6*	942.9	*16.6*	778.9	*3.3*
2028	802.2	*0.6*	993.6	*5.4*	783.3	*0.6*
2029	807.2	*0.6*	999.0	*0.5*	787.8	*0.6*
2030	812.0	*0.6*	1,004.2	*0.5*	792.1	*0.5*
2031	816.8	*0.6*	1,009.5	*0.5*	796.5	*0.5*
Tasa Anual	*284.1%*	*9.62%*	252.0%	*11.18%*	*274.6%*	*9.44%*

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(b) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(c) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Pesismista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

CUADRO No. 22
RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
Años 2017 -2031

PRONOSTICOS DE DEMANDA
ESCENARIOS
AÑOS 20176 - 2031

AÑOS	ENERGIA TOTAL[1] (GWH)			DEMANDA[2] (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	**6,753.7**	**6,753.7**	**6,753.7**	**1,122.0**	**1,122.0**	**1,122.0**
2010	**7,290.3**	**7,290.3**	**7,290.3**	**1,190.4**	**1,190.4**	**1,190.4**
2011	**7,722.5**	**7,722.5**	**7,722.5**	**1,254.5**	**1,254.5**	**1,254.5**
2012	**8,359.8**	**8,359.8**	**8,359.8**	**1,354.3**	**1,354.3**	**1,354.3**
2013	**8,722.1**	**8,722.1**	**8,722.1**	**1,412.9**	**1,412.9**	**1,412.9**
2014	**9,150.5**	**9,150.5**	**9,150.5**	**1,471.5**	**1,471.5**	**1,471.5**
2015	**9,939.0**	**9,939.0**	**9,939.0**	**1,581.0**	**1,581.0**	**1,581.0**
2016	**10,205.4**	**10,205.4**	**10,205.4**	**1,590.0**	**1,590.0**	**1,590.0**
2017	10,759.1	10,892.9	10,744.4	1,694.1	1,715.1	1,691.8
2018	11,410.9	11,530.8	11,377.3	1,796.7	1,815.6	1,791.4
2019	12,090.9	12,225.1	11,885.6	1,897.8	1,918.2	1,866.2
2020	12,840.0	12,928.5	12,657.4	2,009.1	2,021.4	1,981.8
2021	13,587.4	13,724.7	13,352.7	2,119.3	2,138.4	2,084.9
2022	14,301.4	14,498.1	14,117.7	2,223.7	2,251.0	2,198.1
2023	15,104.3	15,294.0	14,789.0	2,341.1	2,366.2	2,296.2
2024	15,956.0	16,166.2	15,683.6	2,465.4	2,492.4	2,428.3
2025	16,830.7	17,063.7	16,497.9	2,592.4	2,621.5	2,547.2
2026	17,736.4	17,994.5	17,400.6	2,723.3	2,754.8	2,679.1
2027	18,694.6	19,106.7	18,331.0	2,861.4	2,914.8	2,814.5
2028	19,706.0	20,183.4	19,291.0	3,006.7	3,068.3	2,953.6
2029	20,816.8	21,322.5	20,351.9	3,166.2	3,230.1	3,107.3
2030	21,988.4	22,525.5	21,470.5	3,333.9	3,400.4	3,268.9
2031	23,225.1	23,798.1	22,651.1	3,510.4	3,579.9	3,439.0

[1] GWHDIS Energia Disponible del Sistema
[2] MWDEM Demanda Máxima de Potencia Eléctrica

CUADRO No. 23
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO MEDIO

AÑOS 2017 -2031
ESCENARIO MEDIO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publicc	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	**0.261**	**0.278**	**0.120**	**0.087**	**0.017**	**0.011**	**0.104**	**0.009**	**0.114**	**1.000**		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.270	0.390	0.065	0.096	0.018	0.001	0.020	0.000	0.140	1.000		4.7%
2018	0.264	0.394	0.062	0.095	0.018	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		6.1%
2019	0.259	0.398	0.059	0.094	0.018	0.000	0.037	0.000	0.134	1.000		5.6%
2020	0.252	0.402	0.056	0.094	0.018	0.000	0.043	0.000	0.134	1.000		5.9%
2021	0.247	0.408	0.054	0.093	0.018	0.000	0.044	0.000	0.135	1.000		5.5%
2022	0.242	0.416	0.053	0.094	0.018	0.000	0.043	0.000	0.133	1.000		4.9%
2023	0.237	0.423	0.052	0.094	0.018	0.000	0.048	0.000	0.128	1.000		5.3%
2024	0.232	0.430	0.050	0.095	0.018	0.000	0.048	0.000	0.127	1.000		5.3%
2025	0.227	0.438	0.049	0.095	0.018	0.000	0.047	0.000	0.126	1.000		5.2%
2026	0.222	0.447	0.048	0.096	0.018	0.000	0.045	0.000	0.125	1.000		5.1%
2027	0.216	0.455	0.047	0.097	0.018	0.000	0.043	0.000	0.124	1.000		5.1%
2028	0.211	0.464	0.045	0.097	0.018	0.000	0.041	0.000	0.123	1.000		5.1%
2029	0.206	0.471	0.044	0.098	0.018	0.000	0.039	0.000	0.124	1.000		5.3%
2030	0.200	0.479	0.043	0.098	0.018	0.000	0.037	0.000	0.125	1.000		5.3%
2031	0.195	0.486	0.042	0.098	0.018	0.000	0.035	0.000	0.126	1.000		5.3%

CUADRO No. 24
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO ALTO

AÑOS 2017 -2031
ESCENARIO ALTO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao public	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.267	0.386	0.065	0.095	0.018	0.001	0.026	0.000	0.143	1.000		6.0%
2018	0.262	0.391	0.061	0.094	0.018	0.001	0.030	0.000	0.143	1.000		5.9%
2019	0.256	0.395	0.058	0.094	0.019	0.001	0.040	0.000	0.137	1.000		5.6%
2020	0.251	0.401	0.056	0.094	0.019	0.001	0.046	0.000	0.133	1.000		5.4%
2021	0.244	0.406	0.054	0.093	0.019	0.001	0.049	0.000	0.133	1.000		5.8%
2022	0.239	0.413	0.052	0.094	0.020	0.000	0.047	0.000	0.134	1.000		5.3%
2023	0.234	0.421	0.051	0.094	0.020	0.000	0.051	0.000	0.127	1.000		5.1%
2024	0.229	0.429	0.049	0.095	0.021	0.000	0.048	0.000	0.128	1.000		5.3%
2025	0.224	0.437	0.049	0.095	0.021	0.000	0.047	0.000	0.126	1.000		5.2%
2026	0.219	0.445	0.048	0.096	0.022	0.000	0.045	0.000	0.124	1.000		5.1%
2027	0.212	0.451	0.046	0.096	0.022	0.000	0.049	0.000	0.122	1.000		5.8%
2028	0.207	0.459	0.045	0.097	0.023	0.000	0.049	0.000	0.120	1.000		5.3%
2029	0.201	0.466	0.044	0.097	0.023	0.000	0.047	0.000	0.120	1.000		5.3%
2030	0.196	0.474	0.042	0.098	0.024	0.000	0.045	0.000	0.121	1.000		5.3%
2031	0.191	0.481	0.041	0.098	0.025	0.000	0.042	0.000	0.122	1.000		5.3%

CUADRO No. 25
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO BAJO

AÑOS 2017 -2031
ESCENARIO BAJO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.270	0.390	0.065	0.096	0.018	0.001	0.020	0.000	0.140	1.000		4.6%
2018	0.265	0.394	0.061	0.095	0.018	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		5.9%
2019	0.263	0.403	0.059	0.095	0.018	0.000	0.025	0.000	0.136	1.000		4.2%
2020	0.256	0.405	0.056	0.094	0.018	0.000	0.041	0.000	0.130	1.000		6.2%
2021	0.251	0.412	0.054	0.094	0.018	0.000	0.041	0.000	0.131	1.000		5.2%
2022	0.245	0.418	0.052	0.094	0.017	0.000	0.042	0.000	0.131	1.000		5.4%
2023	0.242	0.427	0.051	0.095	0.017	0.000	0.041	0.000	0.126	1.000		4.5%
2024	0.235	0.432	0.050	0.094	0.017	0.000	0.045	0.000	0.126	1.000		5.8%
2025	0.231	0.441	0.049	0.095	0.017	0.000	0.043	0.000	0.124	1.000		4.9%
2026	0.225	0.449	0.048	0.095	0.017	0.000	0.043	0.000	0.122	1.000		5.2%
2027	0.220	0.457	0.047	0.096	0.017	0.000	0.042	0.000	0.120	1.000		5.1%
2028	0.215	0.466	0.046	0.097	0.017	0.000	0.041	0.000	0.118	1.000		4.9%
2029	0.210	0.474	0.044	0.097	0.017	0.000	0.039	0.000	0.119	1.000		5.2%
2030	0.204	0.481	0.043	0.097	0.017	0.000	0.037	0.000	0.120	1.000		5.2%
2031	0.199	0.489	0.042	0.098	0.016	0.000	0.035	0.000	0.120	1.000		5.2%

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)

PRONÓSTICO MEDIO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TOTAL GENERACIÓN	1,653.37	1,746.63	1,842.71	1,945.22	2,042.56	2,135.14	2,241.17	2,350.50	2,460.26	2,571.82	2,687.91
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	123.90	149.69	184.74	212.12	250.41	285.98	329.38	374.84	411.18	448.01	484.53
% DE PÉRDIDAS	7.49%	8.57%	10.03%	10.90%	12.26%	13.39%	14.70%	15.95%	16.71%	17.42%	18.03%
CARGA DEL SISTEMA (MW)	1,529.47	1,596.94	1,657.97	1,733.09	1,792.15	1,849.15	1,911.79	1,975.66	2,049.07	2,123.81	2,203.39
CARGA DEL SISTEMA + MINERA (MW)	1,532.47	1,668.94	1,859.97	1,945.09	2,004.15	2,061.15	2,123.79	2,187.66	2,261.07	2,335.81	2,415.39

ENSA	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tocumen (incluye Vipasa)	TOC	60.73	62.24	67.26	71.80	70.29	71.55	72.84	74.12	75.19	76.35	77.26
Cerro Viento	CVI	72.13	74.01	79.39	85.94	80.41	81.48	82.58	83.78	84.67	85.50	86.30
Santa María	SMA	77.71	82.83	86.41	90.91	93.38	95.31	96.65	98.08	99.56	101.17	102.97
Monte Oscuro	MOS	80.97	55.20	54.38	53.31	52.01	51.61	51.29	50.84	50.29	49.79	50.10
Tinajitas	TIN	57.26	59.50	61.76	64.08	55.26	56.03	55.43	56.07	56.68	57.26	57.79
Geehan	PAC	17.63	19.27	20.92	21.57	22.15	22.91	23.68	24.65	25.88	26.46	27.05
Chilibre (incluye el IDAAN)	CHI115	35.78	36.38	36.99	37.51	38.12	38.72	39.32	39.85	40.45	41.05	41.58
Calzada Larga	CLA13.8	7.97	8.40	8.82	9.24	9.67	10.09	10.51	10.93	11.36	11.78	12.20
France Field	FF13.8	62.19	65.29	67.84	59.03	61.97	63.61	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	L.M.13B	18.35	19.48	20.17	20.75	21.27	21.69	22.02	22.35	22.69	23.02	23.35
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	37.01	38.99	40.18	41.19	37.00	37.72	38.31	38.88	39.46	40.03	40.61
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	38.79	23.29	24.81	26.92	28.73	30.82	33.15	35.76	38.65	42.19	47.71
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	37.36	38.75	40.45	42.00	43.35	44.90	46.11	47.53	48.79	50.14	51.20
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		45.22	48.86	52.97	57.55	60.35	62.97	65.87	68.95	71.94	73.25
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					22.08	24.37	27.03	29.30	31.73	35.01	39.31
Nueva S/E Cativá	CAT513				11.06	11.36	11.69	11.97	12.29	12.63	12.88	13.18
TOTAL ENSA		603.87	628.87	658.25	688.30	704.58	722.84	740.09	758.28	778.90	801.78	827.24

EDEMET		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.19	139.44	146.27	152.69	159.29	164.96	171.80	178.65	186.69	194.45	202.58
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	9.88	10.27	10.77	11.24	11.73	12.14	12.65	13.15	13.74	14.32	14.91
El Higo	EHIG34	36.34	37.66	39.55	41.53	43.15	44.66	46.51	48.44	50.57	52.65	54.85
Chorrera	CHO34	80.31	58.95	61.80	64.24	66.70	68.38	70.78	73.05	76.06	78.73	81.50
San Francisco	SFR	121.26	122.00	124.95	130.53	136.16	140.90	146.69	152.47	159.34	165.92	172.81
Locería	LOC	114.08	108.54	111.00	115.92	120.88	124.97	130.05	135.08	141.13	146.88	152.90
Marañón	MAR	91.40	84.97	86.84	90.68	94.54	97.71	101.65	105.56	110.27	114.74	119.42
Centro Bancario	CBA	81.14	80.32	82.22	85.89	89.58	92.68	96.47	100.26	104.77	109.08	113.59
El Coco	ECO34	19.21	20.13	21.16	22.26	22.77	23.90	24.96	26.14	27.16	28.39	29.66
Nueva S/E Burunga	BUR34	40.00	42.00	44.10	46.31	48.62	51.05	53.60	56.28	59.10	62.05	65.16
Nueva S/E Bella Vista	BVI13		28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.20	10.20	10.21	10.61	11.13	11.62	12.12	12.56	13.08	13.60
Nueva S/E El Torno	TOR13		24.07	25.25	26.35	27.49	28.47	29.65	30.83	32.22	33.56	34.96
TOTAL EDEMET		727.81	766.55	793.49	828.72	863.94	894.99	932.18	969.57	1013.01	1055.21	1099.38

EDEMET (SERVICIO B)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Miraflores	MIR44	23.65	24.58	25.78	26.91	28.07	29.07	30.28	31.49	32.90	34.27	35.70
Balboa	BAL44	15.50	15.52	16.13	16.92	17.66	18.43	19.08	19.87	20.67	21.60	22.49
Summit	SUM44	1.13	1.17	1.23	1.28	1.34	1.39	1.44	1.50	1.57	1.64	1.70
Gamboa	GAM2	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.35	1.41	1.47	1.53	1.60	1.66
Howard	HOW12	13.59	14.12	14.81	15.46	16.13	16.70	17.40	18.09	18.90	19.69	20.51
TOTAL SERVICIO B		54.96	56.54	59.15	61.83	64.52	66.95	69.62	72.42	75.58	78.79	82.08

EDECHI		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	13.37	14.05	14.83	15.57	16.30	17.07	17.89	18.71	19.67	20.61	21.60
Progreso 115 KV	PRO115	1.14	1.19	1.24	1.29	1.34	1.40	1.46	1.52	1.58	1.64	1.71
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	27.49	28.88	23.20	24.35	25.50	26.70	27.99	29.27	30.77	32.24	33.80
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.43	18.32	19.34	20.30	21.26	22.26	23.34	24.41	25.66	26.88	28.18
Cañazas (PTP)	CAN34	1.68	1.77	1.87	1.96	2.05	2.15	2.25	2.36	2.48	2.59	2.72
Isla Colon - Changuinola	CHA34	14.67	12.39	13.09	13.74	14.38	15.06	15.79	16.51	17.36	18.19	19.06
Boqueron III	BOQ34	19.43	20.42	21.56	22.64	23.70	24.82	26.02	27.21	28.60	29.97	31.41
Veladero	VEL34			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
TOTAL EDECHI		95.36	97.18	98.94	103.86	108.73	113.86	119.34	124.80	131.17	137.41	144.04

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

Grandes Clientes		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cemex	CEMEX	24.31	24.54	24.78	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23
Argos	CPA115	8.38	8.41	8.44	8.21	8.22	8.36	8.40	8.43	8.26	8.44	8.49
Super 99 (total)	S99	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
Contraloría	SFR	1.18	1.18	1.17	1.17	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.16	1.16
Gold Mills	LOC	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
AVIPAC	SMA	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemento Interoceánico	CHO34	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Embajada USA	CLA13.8	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
CSS	MAR	3.37	3.44	3.51	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
Vareal CIA	CVI	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Vareal FAB	LSA115	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
Minera Panama	BOT34	3.00	72.00	202.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		47.47	47.80	48.13	50.39	50.38	50.52	50.56	50.59	50.42	50.61	50.65
TOTAL Grandes Clientes Directos		32.69	32.96	33.22	35.44	35.45	35.60	35.63	35.66	35.49	35.68	35.73

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TOTAL GENERACIÓN Demanda Maxima	**1,653.37**	**1,746.63**	**1,842.71**	**1,945.22**	**2,042.56**	**2,135.14**	**2,241.17**	**2,350.50**	**2,460.26**	**2,571.82**	**2,687.91**
TOTAL GENERACIÓN Demanda Media	**1,379.71**	**1,457.54**	**1,537.72**	**1,623.26**	**1,704.49**	**1,781.74**	**1,870.22**	**1,961.46**	**2,053.05**	**2,146.15**	**2,243.03**
TOTAL GENERACIÓN Demanda Minima	**1,018.24**	**1,075.68**	**1,134.85**	**1,197.98**	**1,257.93**	**1,314.95**	**1,380.25**	**1,447.58**	**1,515.17**	**1,583.88**	**1,655.38**

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 4

Costos, Selección del Conductor

&

Requerimientos de Protección.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Costo Unitario
de
Líneas de Transmisión

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		42.79	0.00	42.79	42.79
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.21	0.00	0.21	0.21
4. OPGW y accesorios	1.00		0.73	0.00	0.73	0.73
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.34	0.00	5.34	5.34
5. Torres y accesorios	1.00		68.87	0.00	68.87	68.87
Sub-Total Materiales				**0.00**	**132.23**	**132.23**
6. Fundaciones	1.00	0.26		34.58		34.58
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.62		1.62
8. Montaje	1.00	0.28		36.40		36.40
Total Costo Base				**72.60**	**132.23**	**204.83**
9. Contingencias	0.10			7.26	13.22	20.48
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.39		16.39
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.14		6.14
13. Inspección	0.05			10.24		10.24
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.29		12.29
COSTO TOTAL				**142.42**	**145.45**	**287.88**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		47.96	0.00	47.96	47.96
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				**0.00**	**131.01**	**131.01**
6. Fundaciones	1.00	0.26		34.26		34.26
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.60		1.60
8. Montaje	1.00	0.28		36.07		36.07
Total Costo Base				**71.93**	**131.01**	**202.95**
9. Contingencias	0.10			7.19	13.10	20.29
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.24		16.24
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.09		6.09
13. Inspección	0.05			10.15		10.15
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.18		12.18
COSTO TOTAL				**141.27**	**144.11**	**285.39**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		23.98	0.00	23.98	23.98
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				**0.00**	**99.89**	**99.89**
6. Fundaciones	1.00	0.26		26.12		26.12
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.22		1.22
8. Montaje	1.00	0.28		27.50		27.50
Total Costo Base				**54.84**	**99.89**	**154.73**
9. Contingencias	0.10			5.48	9.99	15.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.38		12.38
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.64		4.64
13. Inspección	0.05			7.74		7.74
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.28		9.28
COSTO TOTAL				**111.87**	**109.88**	**221.75**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		23.98	0.00	23.98	23.98
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.09	0.00	5.09	5.09
5. Torres y accesorios	1.00		40.78	0.00	40.78	40.78
Sub-Total Materiales				**0.00**	**84.34**	**84.34**
6. Fundaciones	1.00	0.26		22.06		22.06
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.03		1.03
8. Montaje	1.00	0.28		23.22		23.22
Total Costo Base				**46.31**	**84.34**	**130.65**
9. Contingencias	0.10			4.63	8.43	13.06
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.45		10.45
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.92		3.92
13. Inspección	0.05			6.53		6.53
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			7.84		7.84
COSTO TOTAL				**97.18**	**92.78**	**189.96**

LINEA DE TRANSMISION DE 500 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 2 x 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		52.85	0.00	52.85	52.85
2. Conductores y accesorios	1.00		95.93	0.00	95.93	95.93
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		3.14	0.00	3.14	3.14
4. Sistema puesta a tierra	1.00		7.38	0.00	7.38	7.38
5. Torres y accesorios	1.00		108.75	0.00	108.75	108.75
Sub-Total Materiales				**0.00**	**270.17**	**270.17**
6. Fundaciones	1.00	0.39		105.98		105.98
7. Derecho de vía	1.00	0.01		3.31		3.31
8. Montaje	1.00	0.64		172.03		172.03
Total Costo Base				**281.32**	**270.17**	**551.49**
9. Contingencias	0.10			28.13	27.02	55.15
10. Ingeniería y Administración	0.08			44.12		44.12
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			16.54		16.54
13. Inspección	0.05			27.57		27.57
14. Indemnización B/. * kM	30.00			30.00		30.00
15. IDC	0.06			33.09		33.09
COSTO TOTAL				**463.28**	**297.19**	**760.47**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 2 x 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		28.43	0.00	28.43	28.43
2. Conductores y accesorios	1.00		116.32	0.00	116.32	116.32
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		7.38	0.00	7.38	7.38
5. Torres y accesorios	1.00		96.64	0.00	96.64	96.64
Sub-Total Materiales				**0.00**	**258.24**	**258.24**
6. Fundaciones	1.00	0.29		73.73		73.73
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.76		2.76
8. Montaje	1.00	0.30		77.62		77.62
Total Costo Base				**154.11**	**258.24**	**412.35**
9. Contingencias	0.10			15.41	25.82	41.24
10. Ingeniería y Administración	0.08			32.99		32.99
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			12.37		12.37
13. Inspección	0.05			20.62		20.62
14. Indemnización B/. * kM	100.00			100.00		100.00
15. IDC	0.06			24.74		24.74
COSTO TOTAL				**362.74**	**284.06**	**646.81**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		58.16	0.00	58.16	58.16
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		72.50	0.00	72.50	72.50
Sub-Total Materiales				**0.00**	**159.33**	**159.33**
6. Fundaciones	1.00	0.2615		41.67		41.67
7. Derecho de vía	1.00	0.0122		1.95		1.95
8. Montaje	1.00	0.2753		43.86		43.86
Total Costo Base				**87.48**	**159.33**	**246.81**
9. Contingencias	0.10			8.75	15.93	24.68
10. Ingeniería y Administración	0.08			19.75		19.75
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.40		7.40
13. Inspección	0.05			12.34		12.34
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			14.81		14.81
COSTO TOTAL				**168.03**	**175.27**	**343.30**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		29.08	0.00	29.08	29.08
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		72.50	0.00	72.50	72.50
Sub-Total Materiales				**0.00**	**123.11**	**123.11**
6. Fundaciones	1.00	0.34		41.81		41.81
7. Derecho de vía	1.00	0.02		1.96		1.96
8. Montaje	1.00	0.36		44.02		44.02
Total Costo Base				**87.79**	**123.11**	**210.90**
9. Contingencias	0.10			8.78	12.31	21.09
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.87		16.87
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.33		6.33
13. Inspección	0.05			10.54		10.54
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.65		12.65
COSTO TOTAL				**160.46**	**135.42**	**295.89**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		29.08	0.00	29.08	29.08
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				**0.00**	**102.86**	**102.86**
6. Fundaciones	1.00	0.26		26.81		26.81
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.32		1.32
8. Montaje	1.00	0.28		28.60		28.60
Total Costo Base				**56.74**	**102.86**	**159.60**
9. Contingencias	0.10			5.67	10.29	15.96
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.77		12.77
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.79		4.79
13. Inspección	0.05			7.98		7.98
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.58		9.58
COSTO TOTAL				**115.03**	**113.15**	**228.18**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO TORRE CONDUCTOR 714 DOVE ACCC (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		10.11	0.00	10.11	10.11
2. Conductores y accesorios	1.00		78.48	0.00	78.48	78.48
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				**0.00**	**157.36**	**157.36**
6. Fundaciones	1.00	0.26		41.15		41.15
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.93		1.93
8. Montaje	1.00	0.28		43.32		43.32
Total Costo Base				**86.40**	**157.36**	**243.76**
9. Contingencias	0.10			8.64	15.74	24.38
10. Ingeniería y Administración	0.08			19.50		19.50
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.31		7.31
13. Inspección	0.05			12.19		12.19
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			14.63		14.63
COSTO TOTAL				**166.17**	**173.10**	**339.27**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.19	0.00	8.19	8.19
2. Conductores y accesorios	1.00		45.99	0.00	45.99	45.99
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.86	0.00	3.86	3.86
5. Torres y accesorios	1.00		57.74	0.00	57.74	57.74
Sub-Total Materiales				**0.00**	**125.25**	**125.25**
6. Fundaciones	1.00	0.25		30.95		30.95
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.13		1.13
8. Montaje	1.00	0.22		27.54		27.54
Total Costo Base				**59.61**	**125.25**	**184.86**
9. Contingencias	0.10			5.96	12.53	18.49
10. Ingeniería y Administración	0.08			14.79		14.79
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.55		5.55
13. Inspección	0.05			9.24		9.24
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			11.09		11.09
COSTO TOTAL				**123.74**	**137.78**	**261.52**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.08	0.00	4.08	4.08
2. Conductores y accesorios	1.00		22.99	0.00	22.99	22.99
3. Hilo de Guarda y accesorio	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.86	0.00	3.86	3.86
5. Torres y accesorios	1.00		57.74	0.00	57.74	57.74
Sub-Total Materiales				**0.00**	**98.15**	**98.15**
6. Fundaciones	1.00	0.32		30.93		30.93
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.13		1.13
8. Montaje	1.00	0.28		27.51		27.51
Total Costo Base				**59.57**	**98.15**	**157.71**
9. Contingencias	0.10			5.96	9.81	15.77
10. Ingeniería y Administraci	0.08			12.62		12.62
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.73		4.73
13. Inspección	0.05			7.89		7.89
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.46		9.46
COSTO TOTAL				**117.72**	**107.96**	**225.68**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.08	0.00	4.08	4.08
2. Conductores y accesorios	1.00		22.99	0.00	22.99	22.99
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.86	0.00	3.86	3.86
5. Torres y accesorios	1.00		43.30	0.00	43.30	43.30
Sub-Total Materiales				**0.00**	**81.58**	**81.58**
6. Fundaciones	1.00	0.27		22.13		22.13
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.81		0.81
8. Montaje	1.00	0.24		19.69		19.69
Total Costo Base				**42.62**	**81.58**	**124.20**
9. Contingencias	0.10			4.26	8.16	12.42
10. Ingeniería y Administración	0.08			9.94		9.94
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.73		3.73
13. Inspección	0.05			6.21		6.21
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			7.45		7.45
COSTO TOTAL				**91.71**	**89.74**	**181.45**

Costo Unitario de Subestaciones

ADICION 1 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	1	65,250	65,250
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	2	17,539	35,078
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar y tripolar	-	162,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,760	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	-	6,500	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,400	13,200
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	6	11,000	66,000
20	PT 230 KV	-	14,000	-
21	PT 115 KV	3	11,600	34,800
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**234,199**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**234,199**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	11,710
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	28,104
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	117,100
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	163,939
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	35,130
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	58,550
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**648,732**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	97,310
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	162,183
	TOTAL COSTO BASE			**908,225**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	45,411
48	Diseño		3.00	27,247
49	Ingeniería		4.00	36,329
50	Administración		4.00	36,329
51	Inspección		3.00	27,247
52	IDC		6.00	54,493
53	EIA		0.19	1,726
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,137,006**

ADICION 2 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	2	65,250	130,500
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	4	17,539	70,156
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	162,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,760	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	-	6,500	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,400	13,200
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	12	11,000	132,000
20	PT 230 KV	-	14,000	-
21	PT 115 KV	3	11,600	34,800
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**400,527**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**400,527**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	20,026
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	48,063
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	200,264
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	280,369
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	60,079
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	100,132
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,109,460**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	166,419
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	277,365
	TOTAL COSTO BASE			**1,553,245**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	77,662
48	Diseño		3.00	46,597
49	Ingeniería		4.00	62,130
50	Administración		4.00	62,130
51	Inspección		3.00	46,597
52	IDC		6.00	93,195
53	EIA		0.19	2,951
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,944,507**

ADICION 3 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	3	65,250	195,750
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	2	19,871	39,742
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	6	17,539	105,234
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	162,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,760	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	-	6,500	-
17	Pararrayos 96 KV	6	4,400	26,400
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	18	11,000	198,000
20	PT 230 KV	-	14,000	-
21	PT 115 KV	6	11,600	69,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**634,726**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**634,726**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	31,736
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	76,167
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	317,363
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	444,309
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	95,209
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	158,682
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,758,192**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	263,729
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	439,548
	TOTAL COSTO BASE			**2,461,469**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	123,073
48	Diseño		3.00	73,844
49	Ingeniería		4.00	98,459
50	Administración		4.00	98,459
51	Inspección		3.00	73,844
52	IDC		6.00	147,688
53	EIA		0.19	4,677
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**3,081,513**

ADICION 1 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	65,250	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	162,000	162,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	24,000	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	20,760	41,520
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	3	6,500	19,500
17	Pararrayos 96 KV	-	4,400	-
18	CT 230 KV	6	19,000	114,000
19	CT 115 KV	-	11,000	-
20	PT 230 KV	3	14,000	42,000
21	PT 115 KV	-	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**403,020**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**403,020**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	20,151
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	48,362
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	201,510
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	282,114
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	60,453
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	100,755
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,116,365**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	167,455
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	279,091
	TOTAL COSTO BASE			**1,562,912**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	78,146
48	Diseño		3.00	46,887
49	Ingeniería		4.00	62,516
50	Administración		4.00	62,516
51	Inspección		3.00	46,887
52	IDC		6.00	93,775
53	EIA		0.19	2,970
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,956,609**

ADICION 2 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	65,250	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	2	162,000	324,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	24,000	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	20,760	83,040
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	3	6,500	19,500
17	Pararrayos 96 KV	-	4,400	-
18	CT 230 KV	12	19,000	228,000
19	CT 115 KV	-	11,000	-
20	PT 230 KV	3	14,000	42,000
21	PT 115 KV	-	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**720,540**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**720,540**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	36,027
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	86,465
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	360,270
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	504,378
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	108,081
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	180,135
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,995,896**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	299,384
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	498,974
	TOTAL COSTO BASE			**2,794,254**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	139,713
48	Diseño		3.00	83,828
49	Ingeniería		4.00	111,770
50	Administración		4.00	111,770
51	Inspección		3.00	83,828
52	IDC		6.00	167,655
53	EIA		0.19	5,309
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**3,498,127**

ADICION 3 INT. 230 KV				
ITEM Nº	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	65,250	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	162,000	486,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	24,000	48,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	20,760	124,560
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	6	6,500	39,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,400	-
18	CT 230 KV	18	19,000	342,000
19	CT 115 KV	-	11,000	-
20	PT 230 KV	6	14,000	84,000
21	PT 115 KV	-	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**1,123,560**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**1,123,560**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	56,178
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	134,827
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	561,780
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	786,492
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	168,534
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	280,890
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**3,112,261**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	466,839
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	778,065
	TOTAL COSTO BASE			**4,357,166**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	217,858
48	Diseño		3.00	130,715
49	Ingeniería		4.00	174,287
50	Administración		4.00	174,287
51	Inspección		3.00	130,715
52	IDC		6.00	261,430
53	EIA		0.19	8,279
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**5,454,736**

ADICION 3 INT.500 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Transformadores 500/230 KV 150 MVA	-	9,000,000	
2	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	654,000	-
3	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 500 kV	-	4,200,000	-
4	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	486,000	1,458,000
5	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	492,000	-
6	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	72,000	144,000
7	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	62,280	373,680
8	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	42,000	-
9	Pararrayos 192 KV	6	19,500	117,000
10	CT 230 KV	18	57,000	1,026,000
11	PT 230 KV	6	42,000	252,000
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**3,370,680**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**3,370,680**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
12	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	168,534
13	Servicios auxiliares	lote	12.00	404,482
14	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	1,685,340
15	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	2,359,476
16	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	505,602
17	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	842,670
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**9,336,784**
			% sobre Subtotal Suministro	
18	Montaje	lote	15.00	1,400,518
19	Obras Civiles Generales	lote	25.00	2,334,196
	TOTAL COSTO BASE			**13,071,497**
			% sobre Total Costo Base	
20	Contingencias		5.00	653,575
21	Diseño		3.00	392,145
22	Ingeniería		4.00	522,860
23	Administración		4.00	522,860
24	Inspección		3.00	392,145
25	IDC		6.00	784,290
26	EIA		0.19	24,836
27	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**16,364,207**

Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN OPTIMA DE CONDUCTORES

Los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor en una línea de transmisión son:

1. *Selección de la configuración o de las configuraciones de fase a ser adoptadas:* se realiza una elección de los tipos de torre y de la configuración de las cadenas de aisladores a ser estudiadas.

2. *Determinación de los tipos de conductores a ser considerados en la evaluación:*
   - 2.1. Conductor ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced): los conductors de aluminio-acero son los más ampliamente utilizados en líneas aéreas de transmisión en el mundo. Combinan satisfactoriamente las propiedades mecánicas del acero con las propiedades eléctricas y de conductibilidad del aluminio. Han sido empleados con buen desempeño aún cerca del litoral marítimo, no habiendo, en general, registros de corrosión acentuada del alma de acero debido a atmósferas salinas. En el caso de atmósferas muy salinas o agresivas, es práctica común optar por una clase de galvanización más espesa para el alma de acero.
   - 2.2. Conductor ACSR/AW: es un cable con características prácticamente iguales a las del cable ACSR común, pero con el alma más resistente a la corrosión.
   - 2.3. Conductor AAAC (All Aluminum – Alloy Conductor): se trata de conductores de aleación de aluminio, generalmente con la aleación ASTM 6201-T81. Son similares al ALMELEC, ampliamente utilizado en Francia. Es un conductor homogéneo con buen desempeño eléctrico y mecánico.
   - 2.4. Conductor ACAR (Aluminum Alloy Reinforced) : este tipo de conductor posee la ventaja de no sufrir corrosión acentuada en el alma.

3. *Determinación del diámetro mínimo aceptable:* el diámetro mínimo aceptable es determinado en función del nivel de gradiente superficial máximo admisible, de las tensiones de inicio o extinción de la corona visible, de los niveles máximos de RI y RA, de la potencia natural de la línea, de la regulación de tensión, de las pérdidas máximas admisibles y de la máxima temperatura de proyecto, la cual dependerá de la ubicación del proyecto.

3.1. Gradiente superficial: como el gradiente de potencia disruptivo del aire es del orden de 21 KVrms/cm, se debe, en la práctica, limitar el gradiente máximo superficial del conductor a cerca del 90% del valor anteriormente mencionado.

3.2. Tensión de extinción de corona: como la tensión de corona visible generalmente ocurre a un valor más bajo de tensión que el inicio de corona, basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para le cual no debe aparecer corona visible.

3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 □V/m.

3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.

3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.

3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.

3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos ¨templates¨ depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.

3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.

3.9. Campo eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

4. Determinación de las ecuaciones de regresión para el cálculo del peso de las estructuras en función de los conductores y del modelo meteorológico de la región.
5. Optimización preliminar para selección de la faja de calibres de conductores más económicos en función del valor presente de los costos de capital, las pérdidas, la instalación de potencia reactiva y de los costos de mantenimiento.
6. Elaboración de estudios de sensibilidad de las alternativas que se ubiquen próximo a las de mínimos valores presentes.

Finalmente, podemos indicar que la determinación de los conductores o del haz de conductores más económicos para una línea de transmisión debe armonizar dos metas fundamentales: un desempeño técnico adecuado y economía.

En lo que se refiere al desempeño técnico, se deben tener en cuenta los niveles de aislamiento adecuados, junto con un diámetro mínimo abajo del cual la operación de la línea de transmisión pueda tornarse precaria o deficiente.

En relación a la economía, la misma será función de la resistencia de los conductores en análisis, de las potencias a transmitir, de los costos de pérdidas y del periodo de análisis.

Una solución previamente ejecutada debe restringir el análisis económico apenas a la determinación de los calibres que sean técnicamente satisfactorios desde el punto de vista de los aspectos eléctricos.

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

1. Protección Diferencial de línea

La política de aplicación del esquema de protección diferencial de corriente en líneas de transmisión, esquema de protección primaria, está sujeta a la longitud de la línea (líneas menores a 60 Km.) y a la facilidad del medio de comunicación (fibra óptica dedicada).

Cuando se utiliza el diferencial de línea, la comunicación entre los extremos de la línea debe ser muy confiable, ya que de esta forma se asegura que en todo momento se realiza la comparación entre las corrientes de los extremos.

Una cantidad remota conteniendo la información de corriente necesita ser enviada al extremo local para comparación con la corriente local. Las cantidades a ser comparadas necesitan ser coincidentes en tiempo y la información del fasor debe ser preservada, de no ser así disparos incorrectos pueden ocurrir.

Se requiere tomar en cuenta el diseño de la interfase de comunicación del relevador, la cual tiene que bloquear mensajes de data corrupta que le llegan a cada relé y asegurar que los relés en ambos extremos permanezcan sincronizados. Además el relé debe poder medir y compensar con precisión el tiempo de retardo del canal, de manera de poder realizar un adecuado alineamiento de las cantidades medidas.

El principio de medición del relé debe manejar adecuadamente los errores introducidos por los transformadores de corrientes (TC) y las corrientes capacitivas.

La protección debe contar con facilidad de medición de la corriente diferencial en una base por fase y debe permitir la selección de disparo tripolar o monopolar, de manera de poder implementar esquema automático de recierre de alta velocidad.

La corriente mínima de operación debe ser ajustable y debe ser dependiente de la característica diferencial de porcentaje. Debe tener curva de operación con doble pendiente, donde cada pendiente sea ajustable.

Para perdida de comunicación entre los relevadores de los extremo de la línea protegida, la protección diferencial de corriente cuenta con una protección de respaldo que está habilitada continuamente.

2. Protección de Distancia

En la red de transmisión de ETESA, para líneas menores de 60 Km., es utilizada una protección secundaria de comparación direccional conformada por un relé de distancia. Para líneas de transmisión superiores a 60 Km. de longitud, tanto la protección primaria como la protección secundaria son esquemas de comparación direccional.

La protección de distancia debe contar con cuatro zonas de operación tres de las cuales detectan fallas hacia delante y una que detecta fallas hacia atrás.

Las zonas pueden ser de características mho o de características cuadrilateral. La características mho puede ser polarizada con voltaje de memoria de secuencia positiva o una técnica superior. La característica cuadrilateral puede ser polarizada con corriente de secuencia cero o negativa o con una técnica superior.

La característica cuadrilateral está conformada por cuatro líneas que se intersecan formando un cuadrilátero en el plano x-y. Una de estas líneas es el límite reactivo superior, otra el límite resistivo positivo, otra el límite resistivo negativo y finalmente la línea de direccionamiento que cruza por el origen del plano x-y. El alcance resistivo máximo debe guardar un margen de seguridad con la impedancia de carga máxima de la línea igual al 20%.

Zona uno detecta fallas hacia delante de la línea y es ajustada a un 80% de la impedancia de secuencia positiva. La operación de zona uno es instantánea.

Zona dos detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente eléctricamente más corta. Zona dos es menor que la zona uno de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona dos depende de la estabilidad del sistema. Debe realizar un estudio que indique el tiempo crítico de despeje de fallas. Además, tiene que asegurar la coordinación con las protecciones de las líneas existentes.

Zona tres detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más el 100% de la línea adyacente eléctricamente más larga. Zona tres es menor que la zona dos de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona tres es de un segundo.

Zona cuatro detecta fallas hacia atrás, sirviendo de respaldo de la protección de barra del bus local. El tiempo de operación de zona cuatros es de un segundo.

3. Protección Direccional de Sobrecorriente de Falla a Tierra (67N)

Las protecciones de distancia tienen como respaldo al 67N. Esta protección debe existir como una función programada en el relevador de distancia/diferencial o como un equipo independiente. El 67N debe ser polarizado por elementos de secuencia negativa. El tap debe ajustarse 1.5 veces o más por encima del máximo desbalance y 2 veces o más por debajo de la falla mínima. Consideramos que el máximo desbalance en transmisión es el 10% de la carga máxima que puede llevar la línea. También, hay que verificar la coordinación entre el nuevo 67N y los de las líneas adyacentes. Se espera que una falla al final de la línea sea despejada en un tiempo igual al tiempo de zona dos (400 milisegundos).

4. Esquema piloto

El esquema piloto usa canales de comunicación para enviar información desde la protección local hasta la protección en el bus remoto. El propósito es despejar instantáneamente las fallas a lo largo de toda la línea protegida. ETESA utiliza el esquema PUTT(Permissive Underreach Transfer Trip). Cada línea cuenta con dos canales de comunicación. El primario es 21X1 y el secundario, 21X2. Requerimos dualidad en el envío. Es decir, tanto la protección secundaria como la primaria tienen que enviar tonos por ambos canales de comunicación. Las protecciones de línea únicamente envían tono si el elemento de zona 1 se activa. No se utiliza dualidad en el recibo, la protección primaria recibe información del canal primario y la protección secundaria del canal secundario.

Si las protecciones de línea reciben tono y además tienen activo el elemento de zona dos, entonces ocurre un disparo asistido.

Adicional al esquema PUTT, ETESA utiliza como respaldo para fallas en la línea remota el esquema de fallo de interruptor remoto (BFR). Cuando el esquema de fallo de interruptor local opera, envía un tono por los canales primario y secundario. En el extremo remoto se reciben ambos tonos que junto a la activación del elemento de zona tres de las protecciones primaria y secundaria hacen operar el esquema BFR. Este esquema sólo dispara los interruptores asociados a la línea.

5. Recerrador

El esquema de recierre es monopolar y puede conformarse por un solo recerrador por línea o por un recerrador por cada interruptor. Se utilizará el esquema maestro seguidor, siendo el interruptor de la barra el maestro y el del medio, el seguidor. Primero, recierra el interruptor maestro, transcurre un tiempo programable y finalmente, recierra el seguidor. Si por alguna razón el maestro se encuentra fuera de servicio, el seguidor se convertirá en el maestro.

El tiempo muerto, que es el tiempo en que la fase fallada permanece abierta es de 800mseg. Durante el tiempo muerto el recerrador debe bloquear la función 67N. El tiempo de reclamo, que es el tiempo inmediatamente posterior al recierre es de 25seg. Cualquier tipo de falla que ocurra durante el tiempo muerto o de reclamo se despeja tripolarmente y el recerrador se bloquea. La forma de desbloquearlo es cuando se cierra el interruptor.

En el esquema de recierre se monitorea el estatus de cada polo para asegurar que solamente se realicen recierres monopolares. También, se verifica la condición del interruptor (resorte cargado, buena presión de gas). Para que el recierre sea exitoso esta condición debe ser óptima, de no ser así las otras dos fases son disparadas por el recerrador. Por otro lado, cada vez que se solicite una tarjeta amarilla, el recerrador debe desactivarse por comando enviado desde el CND. Tiene que garantizarse que cualquier falla que ocurra cuando el recierre esté desactivado provoque disparo tripolar de los interruptores asociados a la línea. En el caso que compartan la misma bahía, si el recerrador de la línea 1 está con tarjeta amarilla y ocurre una falla en la línea 2, el interruptor del medio disparará tripolarmente.

6. Protección de transformadores

El esquema de protección de los transformadores de ETESA está conformado por 2 protecciones diferenciales (87T) de alta velocidad, Sobrecorrientes instantáneos de tiempo definido (50 TD) para condiciones de sobrecarga y Sobrecorrientes tiempo inverso de fase (51 P) como respaldo para fallas en el terciario cuya conexión es típicamente en delta, también debe contar con un sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) como respaldo ante fallas asimétricas externas al transformador. Los transformadores deben contar con las protecciones mecánicas por temperatura, presión súbita y Bucholtz.

Al operar la protección diferencial de transformador, debe activar un relé de disparo y bloqueo (86T) para disparar todos sus interruptores asociados y evitar someterlo nuevamente a fallas antes de reponer el relé 86T

7. Protección de reactores

El esquema de protección de los reactores está conformado por relevadores de sobrecorriente si el reactor está acoplado al sistema directamente sobre la barra de la subestación, si el reactor entra en una nave (como es el caso de las subestaciones del proyecto GUVELLA), se requiere de una protección diferencial que proteja desde el reactor hasta los interruptores de la nave en donde esté conectado.

8. Protección de fallo de interruptor

El esquema de fallo de interruptor es un esquema de respaldo que está conformado por relés de sobrecorriete instantáneos (50 BF), temporizador (62 BF) y relés de disparo y bloqueo (86 BF). El esquema es iniciado por contactos de las protecciones en serie con contactos del 50 BF, si el sobrecorriente instantaneo 50BF detecta corriente de falla a pesar del disparo de la protección, cierra su contacto energizando la bobina del temporizador 62 BF el cual al cumplir su tiempo de ajuste cierra un contacto que dispara el relevador multicontacto 86 BF que dispara y bloquea los interruptores adyacentes locales y transfiere el disparo a los interruptores remotos adyacentes de ser necesario.

9. Protección de Barras

El esquema de protección diferencial de barras está conformado por protecciones diferenciales de alta impedancia cuya operación es por voltajes para asegurar su estabilidad para fallas de altas corrientes, evitando problemas por saturación de CT´s. Para los disparos de esta protección, se utiliza un relé de disparo y bloqueo 86 B que dispara y bloquea todos los interruptores asociados a la barra.

10. Protección de Transformador de tierra

Las protecciones de los transformadores de tierra son protecciones de respaldo para fallas monofásicas que consisten en relays de sobrecorriente de tiempo inverso (51G), los cuales deben estar debidamente coordinados con las protecciones de los alimentadores que salen de la barra de 34.5 KV de las subestaciones.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 5

"Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017"

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

SECRETARÍA NACIONAL
DE ENERGÍA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

6 de enero de 2017
Nota SNE No. 011-17

Ingeniero
Iván Barría
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Barría:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017".

Con las muestra de mi más alta consideración y estima, quedo de usted.

Atentamente,

Victor Carlos Urrutia
Secretaría de Energía

c.: Lic. Roberto Meana, Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos

SECRETARIA NACIONAL
DE ENERGIA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios

para la Revisión del Plan de Expansión

del Sistema Interconectado Nacional

2017

I. Referencias Legales

A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 "Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad"

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. ***Criterios.***

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. ***Preparación de los planes de expansión.***

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes

necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad"

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. ***Elaboración del Plan de Expansión.***

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. ***Plan de Expansión.***

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 3. ***Metodología para el cálculo de la potencia firme.***

La potencia firme de cada unidad generadora, para propósitos de planificación y de evaluación de ofertas para la venta de energía, se calculará de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Operación.

Artículo 4. ***Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.***

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la

información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011 "Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones"

Artículo 1.

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

Artículo 6.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

…

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.

8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

…

Artículo 11.
La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

…

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

…

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a

su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

"La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada."

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por el MiAmbiente, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2014, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2 500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, "Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.", y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, “el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión”.

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 97: “Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos”.

Artículo 99: “El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de CENS = 1 850 $/MWh. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen”.

Informe de Capacidad Máxima de Generación: En concordancia con el Artículo 13 de la Ley 44 de 5 de abril de 2011, “que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad” y con el Artículo 12 de la Ley 37 de 13 de junio de 2013, “que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares”, deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1 850 $/MWh, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todos los tipos de proyecto, tanto térmicos como renovables, de manera que, en primera instancia, se tenga seguridad de suministro, y luego que esta sea al menor costo posible; procurando:

    a. Considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel

mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.

2. Pronóstico de Precios de los Combustibles

a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:

- Un escenario de precios base en torno a los 53,50 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

- Un escenario de precios altos en torno a los 64,20 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 53,50 y 64,20 US$/barril respectivamente más US$ 6,00/barril por transporte.

c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:

- Un escenario de precios base en torno a los 3,55 US$/$10^6$ BTU, más 5,75 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 4,26 US$/$10^6$ BTU, más 5,75 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios "Henry Hub".

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 49,89 US$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 59,87 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base

- Crudo Brent publicados por Platts	53,50 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,30 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	53,13 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,03 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59,73 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	60,64 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	64,20 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10,01 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	62,56 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	94,83 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70,48 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	70,62 US$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE .

e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

"Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they ***should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives."***

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

3. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su

construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.

- **Proyectos fijos** son aquellos que:

  - Inician su operación dentro del periodo fijo y ya han obtenido todos los permisos requeridos que les permitan iniciar construcción; lo cual incluye la concesión de generación y, en el caso de las licencias, haber consignado la fianza de construcción.

  - O se encuentran efectivamente en construcción y entren en operación comercial en el período definido.

- **Proyectos candidatos** son aquellos que:

  - Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

- O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O, en el caso de centrales renovables, que tengan vigente la licencia o concesión provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo - 2017					
Proyecto	**Capacidad Instalada (MW)**				
	Hidro	**Eólica**	**Solar**	**Termo**	**Total**
Don Félix - Fase 2			7.99		**81.34**
El Espinal			8.50		
La Mata			10.00		
Los Planetas 2	8.88				
Milton Solar			9.99		
Pocrí			16.00		
Sol Real			9.99		
Vista Alegre			9.99		
Totales	**8.88**	**0.00**	**72.46**	**0.00**	

Plan de Corto Plazo - 2018					
Proyecto	**Capacidad Instalada (MW)**				
	Hidro	**Eólica**	**Solar**	**Termo**	**Total**
Costa Norte				381.00	**526.52**
El Sanchez Energy				44.63	
Estrella Solar			5.00		
Jaguito Solar			9.99		
Pana Solar			9.90		
San Andrés	10.00				
UEP Penonomé 2		66.00			
Totales	**10.00**	**66.00**	**24.89**	**425.63**	

Plan de Corto Plazo - 2019					
Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
	Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
Chuspa	10.00				**154.64**
Colorado	6.74				
Pando	32.90				
Toabré - Fase 1		105.00			
Totales	**49.64**	**105.00**	**0.00**	**0.00**	

Plan de Corto Plazo - 2020					
Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
	Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
Burica	60.00				**422.89**
Chiriquí	7.92				
Gas to Power Panama				350.00	
La Huaca	4.97				
Totales	**72.89**	**0.00**	**0.00**	**350.00**	

2. Escenarios a Analizar:

(a) Un escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.

- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.

- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2021.

- Considerar fuentes Mareomotriz, Turba y Otras a partir del año 2025.

- Este es un escenario tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente por las pautas presentadas

en los datos históricos. Es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.

(b) Un escenario renovable-térmico igual al (a), donde se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente.

(c) Un escenario renovable-térmico que combine (a) y (b), donde se tomen en consideración diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían las matriz eléctrica de generación de manera óptima.

OBSERVACIONES:

i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

ii. Los escenarios son cónsonos con el Plan Energético Nacional 2015-2050 que realiza la Secretaría Nacional de Energía.

iii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro), ya sea por la costa atlántica ó pacifica, que debe estar lista

con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC ha sido ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENEL de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1,800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Con la puesta en servicio del tramo Parrita – Palmar Norte en Costa Rica, el día 29 de septiembre de 2014, se completó la construcción y entrada en operación comercial de toda la línea SIEPAC y sus respectivas subestaciones. Los intercambios de energía a nivel regional en el año 2016 fueron de 1,947 Gwh, representando un incremento de 42 % respecto al año 2015 que fueron de 1,368 Gwh.

A nivel de regulación, a partir del 1 de junio del 2013 entró en vigencia la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), bajo el Reglamento del MER (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC). En el año 2015 se implementaron los contratos regionales con prioridad de suministro y los derechos firmes.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:

Objetivo

La estrategia de la Región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y sustentable de la región; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como los de la Comunidad Andina vienen realizado importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultados de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, la cual representa la integración de Centroamérica con la Comunidad Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen trabajando conjuntamente en la viabilización de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. Los resultados de los estudios y análisis desarrollados animaron a estas dos compañías a constituir en Panamá la

compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), con una participación de 50% ETESA y 50% ISA. Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ICP ha venido desarrollando durante los últimos años diferentes actividades y estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, incluyendo la ingeniería básica, los estudios ambientales básicos para la definición de alternativas, los análisis de viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

Descripción

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC) (ya madura en el mundo, pero nueva en la región), lo cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Estado actual y estudios por ejecutar

El Gobierno de Panamá priorizó como solución para el proyecto un corredor ambiental a través de las Comarcas Guna Yala y Kuna Wargandí, y ha planteado a las autoridades de estas comarcas su interés en apoyar la construcción de la carretera Mortí-Mulatupu (que atravesaría ambas comarcas) para fijar en esa vía la ruta de la línea de interconexión eléctrica con Colombia.

La prioridad actual del proyecto es la viabilización del corredor ambiental propuesto, el cual debe contar con el aval de las comarcas indígenas. En particular, se requieren aprobaciones para ejecutar los estudios técnicos y ambientales en su territorio, las cuales deben ser obtenidas a través de sus instancias tradicionales de decisión (Congresos Generales), respetando sus tiempos y autoridades.

Figura 1. Trazado Previsto de la Interconexión
Entre Panamá II y Cerromatoso

En la Figura 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto se haría la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se haría una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Si bien se han venido desarrollando actividades complementarias de pre diseño, sólo será posible iniciar la ejecución del Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), la inspección marina y el diseño detallado de la línea en los dos países cuando se cuente con la aprobación del corredor ambiental en Panamá (previa autorización de las Comarcas Indígenas).

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los

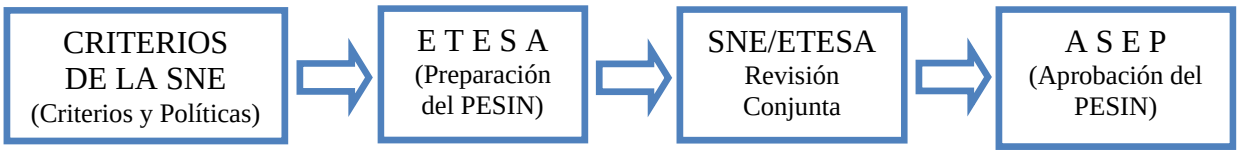
próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



REFERENCIAS

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
  Reglamentación - Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
  Reglamentación - Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 37 de 10 de junio de 2013.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
  Reglamentación - Decreto Ejecutivo 398 de 19 de junio de 2013.
- Resolución de Gabinete 34 de 29 de marzo de 2016.
- Resolución de Gabinete 3142 de 17 de noviembre de 2016.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Resoluciones de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión
  [aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)].
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2015
  de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC
  (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia de 28 de abril de 2003.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1 de agosto de 2008.
- Acuerdo de 25 de julio de 2014 entre SE Juan Carlos Varela Rodríguez, presidente de la República de Panamá, y SE Juan Manuel Santos Calderón, presidente de la República de Colombia, que reactiva el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre ambos países.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Publicaciones Platts y MARKET DATA.

Nota: Se incluyen las modificaciones de los textos legales a que se hace referencia.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Comentarios y Observaciones al

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

JUNIO- 2017

PANAMÁ

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

ENSA

Grupo·epm

Oficina: 340-4622
Fax: 340-4785

VPPM-218-17
17 de mayo de 2017

Ingeniero
Oscar Rendoll
Gerente General Encargado
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
Ciudad

Estimado Ingeniero Rendoll:

En respuesta a la nota ETE-DTR-GPL-174-2017, remitimos los comentarios de los Estudios Básicos correspondiente al plan de Expansión del año 2017, sobre la documentación suministrada por su empresa por medio de un CD.

Dichos comentarios son en base al cumplimiento de lo estipulado en el Artículo 19 de la Ley No. 6 de mayo de 1997 y el Artículo 75, Literal c) del Reglamento de Transmisión (RT), aprobado por la ASEP mediante Resolución JD-5216.

Atentamente,

Mario Naranjo
Vicepresidente de Planeación y Mercados

Anexamos comentarios

COMENTARIOS DE ENSA
PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2017, PRESENTADA POR ETESA

➢ TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS
➢

☐ Indicadores Eléctricos

i. Página 61: Para el balance eléctrico, se indica que la demanda de energía eléctrica se cuantifica a través de la suma del consumo de energía más las pérdidas de energía eléctrica.
Se debe aclarar que este valor se refiere al consumo total de energía, ya que la demanda (kW) no se contempla en esta ecuación.

ii. Página 62, "Potencia Eléctrica del sistema": observamos que al reportar la demanda máxima existe una incongruencia en el valor ya que aquí se presentan como 1,618 MW y en la página 19 se reportan 1,612 MW como demanda máxima. Verificar esta cifra.

- **Mega Proyectos Estatales**

iii. Página 118, primera línea: Se solicita se aclare lo que se quiere expresar en la oración que indica *"La cooperación para el estudio, así como un posible y módico financiamiento del total de las obras de esta Línea de SMP, por parte del gobierno japonés, siempre y cuando sean intereses japoneses los que ejecutan las obras."* ya que el mensaje no es claro.

- **Gráficos**

i. Página 63, gráfico Nº17: Se solicita código de colores para comprender la gráfica puesto que se muestran cuatro líneas y es un gráfico de demanda máxima en función del tiempo.

Se debe colocar las unidades de los ejes de modo que no haya confusiones.

ii. Página 185, Gráfico 50: Se observa que la curva de la subestación Santa María correspondiente al 22 de abril del 2016 no coincide con las mediciones de los SMEC de las líneas 115-7 + 115-35. Se muestra a continuación una comparación de ambas gráficas.

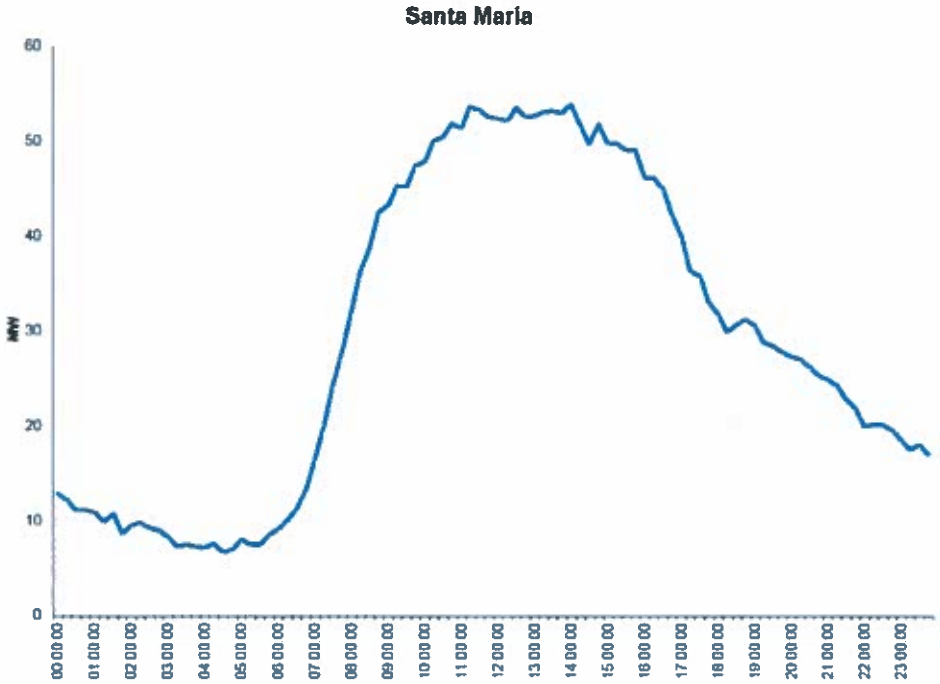


Gráfico 50: Curva Tipica De Carga Santa Maria

Gráfico presentado por ETESA. S/E Santa María para el 22 de abril de 2016.

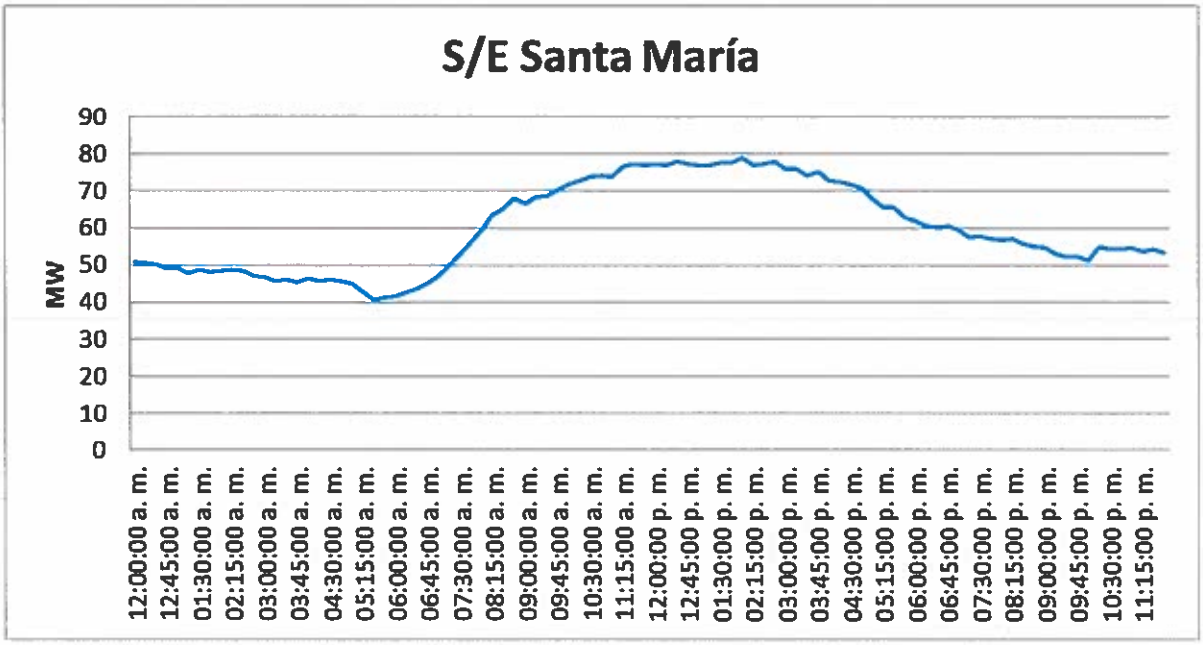


Gráfico a partir de mediciones SMEC. S/E Santa María para el 22 de abril de 2016

iii. Página 182, Grafico 44: Se observa que la curva de la subestación Las Minas 44 correspondiente al 22 de abril no coincide con nuestras mediciones. Se muestra a continuación una comparación de ambas gráficas:

Gráfico 42: Curva Tipica De Carga Las Minas 44

Gráfico presentado por ETESA, S/E Las Minas 44 para el 22 de abril de 2016.

Cuando se compartieron proyecciones mediante nota ETE-DTR-GPL-016-2017, se indicaba que "Bahía Las Minas 44 kV" comprendía el anillo de 44 kV (carga SE Colón + SE Mount Hope). La Gráfica 44 (página 182) muestra una curva de demanda que corresponde a los transformadores TX-8 y TX-9 de Bahía Las Minas.
El gráfico coincide con las mediciones SMEC de los transformadores mencionados, pero es importante recalcar que Las Minas 44 en la información enviada por ENSA se refiere a las S/E Colón y S/E Monte Esperanza.

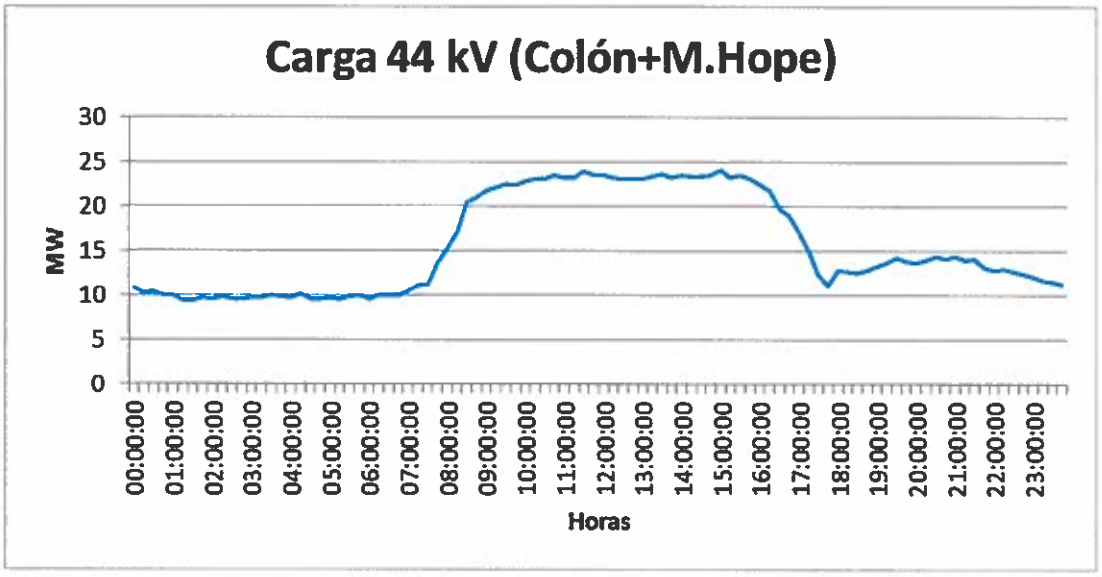


Gráfico a partir de los datos de ENSA. Carga 44 kV para el 22 de abril de 2016

- **Tablas**

i. Página 96: En la tabla N° 23, se muestra la proyección a 2020 de 60.5 GWh para Darién, para los sistemas de Santa Fe, Yaviza y La Palma que fue compartida a ETESA a principios del año 2013.

Aun cuando se menciona que "es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio...", les compartimos nuevamente nuestra proyección actualizada para estos centros de generación de Darién de manera que puedan ser incorporados en su informe.

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA ESCENARIO UNICO			
AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%
TASA ANUAL			
2018-2025			3.66%
2026-2033			2.83%

FUENTE: ENSA

Tabla 23: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma

Proyección de Crecimiento de demandas anuales de energía presentada en el Plan de expansión ETESA 2017-2031.

PROYECCION 2016-2033																
ENERGIA (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Santa Fe	37.23	38.72	40.25	41.93	43.61	45.18	46.76	48.33	49.90	51.48	53.05	54.62	56.20	57.77	59.34	60.92
Yaviza	6.29	6.54	6.80	7.09	7.37	7.64	7.90	8.17	8.44	8.70	8.97	9.23	9.50	9.77	10.03	10.30
La Palma	4.80	4.85	4.91	5.08	5.24	5.40	5.57	5.73	5.90	6.06	6.23	6.39	6.55	6.72	6.88	7.05
Boca de Cupe	0.50	0.51	0.52	0.55	0.57	0.59	0.62	0.64	0.67	0.69	0.71	0.74	0.76	0.78	0.81	0.83
Total	48.82	50.63	52.49	54.64	56.79	58.82	60.85	62.87	64.90	66.93	68.96	70.98	73.01	75.04	77.07	79.09

PROYECCION 2016-2033																
DEMANDA (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Santa Fe	6.11	6.35	6.61	6.86	7.12	7.38	7.63	7.89	8.15	8.40	8.66	8.92	9.18	9.43	9.69	9.95
Yaviza	1.31	1.36	1.41	1.47	1.53	1.59	1.64	1.70	1.75	1.81	1.86	1.92	1.98	2.03	2.09	2.14
La Palma	0.85	0.86	0.87	0.90	0.92	0.95	0.97	0.99	1.02	1.04	1.07	1.09	1.12	1.14	1.17	1.19
Boca de Cupe	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17
Total	8.38	8.69	9.01	9.36	9.70	10.04	10.39	10.73	11.07	11.41	11.75	12.09	12.43	12.77	13.11	13.45

Tabla de proyección de demanda y energía para Darién, actualizadas.

En general vemos que están utilizando datos estimados para el año 2016, muy por encima de los resultados reales, lo que influye en un crecimiento de la demanda para los siguientes 15 años de 5.5% a 6.6%, crecimiento muy por encima que los proyectados por EDEMET y ENSA.

Informe Indicativo de Demanda 2017, Adenda 2 Energía GWh				
Año	ENSA	Crec %	EDEMET	Crec %
2017	4,015		4,838	
2018	4,222	5.1%	5,047	4.3%
2019	4,450	5.4%	5,266	4.3%
2020	4,697	5.5%	5,480	4.1%
2021	4,947	5.3%	5,700	4.0%
2022	5,214	5.4%	5,932	4.1%
2023	5,495	5.4%	6,175	4.1%
2024	5,773	5.1%	6,430	4.1%
2025	6,059	5.0%	6,698	4.2%
2026	6,363	5.0%	6,979	4.2%
2027	6,678	4.9%	7,275	4.2%
2028	7,008	4.9%	7,585	4.3%
2029	7,348	4.9%	7,911	4.3%
2030	7,709	4.9%	8,252	4.3%
2031	8,087	4.9%	8,612	4.4%
2032	8,485	4.9%	8,989	4.4%
2033	8,897	4.9%	9,385	4.4%
2034	9,344	5.0%	9,800	4.4%
2035	9,810	5.0%	10,237	4.5%
2036	10,300	5.0%	10,695	4.5%
2037	10,816	5.0%	11,176	4.5%
2017-37		5.1%		4.3%

Por otro lado, se habla que la expansión del Sistema Integrado Nacional con Darién será un hecho para el 2020. Consideramos que para el 2020 puede estar integrado Chepo y posteriormente Metetí; y el resto de las áreas según el cronograma evaluado por ustedes.

ASEP
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Panamá, 16 de mayo de 2017
Nota DSAN No.1476-2017
Ref. 120718

Ingeniero
OSCAR RENDOLL
Gerente General, Encargado
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Ingeniero Rendoll:

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y el artículo 75 del Reglamento de Transmisión, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presentó a consideración de esta Autoridad Reguladora, mediante la nota ETE-DTR-GPL-172-2017, calendada 3 de mayo de 2017, el Tomo I correspondiente a los Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2017-2031 (PESIN 2017).

Esta Autoridad realizó la revisión de los Estudios Básicos presentados y se tienen los siguientes comentarios:

- Mediante nota SNE No. 011-17 de 6 de enero de 2017, la Secretaría de Energía emitió la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017", en esta nota la Secretaría solicita que se utilicen los siguientes escenarios en el PESIN 2017:

    - Un escenario de precios base en torno a los 51.67 USD/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
    - Un escenario de precios altos en torno a los 62.00 USD/barril para el crudo de Brent publicados por Platts.
    - En el caso del gas natural, un escenario de precios base en torno a los 3.27 USD/10^6 BTU más 5.75 USD/10^6 BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- U n escenario de precios base en torno a los 3.92 USD/10^6 BTU más 5.75 USD/10^6 BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
- Los precios para el gas natural (GNL) están referenciados a los precios "Henry Hub".
- Para el caso del carbón, un escenario en torno de 11600 BTU / 6450 cal/kgs, se utiliza precios de 50.43 USD/Ton en el escenario base y un precio de 60.52 USD/Ton en el escenario de precios alto, de acuerdo a la UPME, más 10.75 USD/Ton por transporte.

ETESA debe indicar si fueron tomados en cuenta estos valores de combustible y en general la política y criterios dictados por la SNE en la referida nota, para la determinación de los escenarios plasmados en los Estudios Básicos, ya que el informe no es claro referente a si los mismos han sido utilizados.

- De la tabla 61 del Tomo I "Estudios Básicos 2016-2030" se tienen las siguientes observaciones:

  - El ítem 1 "Costos de Torres de Acero", incluye tanto para circuitos sencillos como dobles circuitos un precio unitario de la torre para utilizarse con un determinado conductor; viendo esto podría considerarse que el costo del conductor no está incluido, ya que figura en el ítem 3. Esto debe ser aclarado y sustentar de donde surgen estos costos.
  - El ítem 5 "Costos del Sistema de Puesta a Tierra", debe desagregarse en los materiales que lo componen y de esta forma poder interpretar el costo resultante.
  - En ninguno de los ítems de la tabla 61 se menciona cuantas torres, en promedio, se consideran por kilómetro (km), esto debe sustentarse ya que los costos unitarios se estiman por km y no por torre unitaria.
  - En función a lo antes señalado, indicar si se presenta alguna variación a los costos estimados de los proyectos.

Es importante mencionar que la tabla 61 es idéntica a la tabla 58 de los Estudios Básicos presentado en el PESIN 2016, lo que es indicativo que los comentarios vertidos en su momento en la nota DSAN-532-2017, en la que se indica que el PESIN 2016 no fue aprobado, no fueron atendidos en la confección del PESIN 2017.

- Respecto a la tabla 62 del Tomo I "Estudios Básicos 2016-2030", los porcentajes para montaje y obras civiles son muy similares, ya sea torre de circuito sencillo o de doble circuito, se debe indicar como se establecen estos porcentajes.

- La tabla 69 "Costos Unitarios de la línea de transmisión", la cual es un resumen de los costos desagregados que figuran en el Anexo Tomo I – 4. En dicho Anexo figuran costos de tipos de líneas que no figuran en la tabla 69, como por ejemplo:
  - En la página 9, Línea de 230 kV Doble Circuito – Conductor 2338 ACAR, este conductor no figura entre los seleccionados por ETESA y el costo por km de este tipo línea incluye un precio de 12,000.00 (B/ por km) con carácter de indemnización, costo que es muy superior a los demás tipos de líneas, se debe aclarar que significa este punto.
  - En las páginas 10 y 11 figuran los costos de líneas de 500 kV, se debe hacer referencia en la descripción de las redes de transmisión de ETESA si estos precios fueron obtenidos de valores referenciales, licitaciones o proveedores de este tipo de equipamiento.

En virtud de lo anterior, ETESA deberá incorporar en los tomos II y III del PESIN 2017 los aspectos anteriormente mencionados, planteando la situación actual en su justa dimensión y buscando alternativas de mitigación para minimizar los efectos de las restricciones de transmisión, además deberá indicar como fueron tomadas en cuenta las observaciones que realizó esta Autoridad y que fueron remitidas mediante las notas DSAN-532-2017 y DSAN-1212-2017, así como también la política y criterios enviados por la Secretaría de Nacional de Energía en la nota SNE No. 011-17.

Atentamente,

ROBERTO MEANA MELÉNDEZ.
Administrador General

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
DESPACHO SUPERIOR
PANAMA, R.P.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-313-2017

30 de junio de 2017

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CONTENIDO

PROYECCIÓN DE DEMANDA 1

INTRODUCCIÓN 1

SUMARIO 3

METODOLOGÍA Y ALCANCE 9
EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2016) 9
EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2016 -2030 17
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES 20
Escenario Medio o Moderado: 21
Escenario Alto u Optimista: 21
Escenario Bajo o Pesimista: 21

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO 25
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS 27
Datos Demográficos 27
La Ampliación del Canal: 31
Las actividades económicas y comerciales no tradicionales 31
El "Turismo Residencial" 32
Inflación 34
Poder Adquisitivo 37
Actividad Económica 38
Antecedentes 38
Evolución Reciente de la Economía Nacional 40
Producto Interno Bruto con Base Año 2007 41
MANUFACTURA 43
Perspectivas Económicas en el Corto Plazo 2017- 2018 44
Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo 46
Premisas y Conceptos a Considerar en los Pronósticos del PIB en el Mediano y Largo Plazo 48
Perspectivas del Sector Manufacturero 52
INDICADORES ELÉCTRICOS 55
Consumo de Energía Eléctrica Total GWH 55
Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND 58
Sistema Eléctrico Nacional 61
Balance Eléctrico 61
Oferta 61
Demanda 61
Balance 61
Potencia Eléctrica del Sistema 62
Demanda Máxima 62
Factor de Carga (FC) 64
Pérdidas de Energía 70

Análisis Histórico ... 71
Proyecciones ... 75
Precios de la Energía Eléctrica ... 78
Precios de los Combustibles ... 83
Precios de los Combustibles para Generación Eléctrica ... 88

INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO. ... **94**

INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS de DARIEN ... **95**

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP) ... **97**

MEGA PROYECTOS ... **98**
MEGA Proyectos Estatales ... 99
Saneamiento de la Bahía ... 103
Saneamiento de Provincia de Panama Oeste (La Chorrera) ... 111
MEGAOBRAS del IDDAN de Alto Consumo Eléctrico ... 113
Transporte Masivo de la Ciudad De Panamá ... 114
Escenario Moderado ... 119
Escenario Demanda Alta ... 122
Escenario Demanda Baja ... 124
Consumo Energético del Sistema Masivo de Transporte Metro ... 125
Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen ... 127
Demanda Adicional No Estructurada ... 132
Inversión Privada ... 134
MEGA Proyectos Estatales ... 135
MEGA Proyectos Privados ... 137
Desarrollo Portuario ... 137
Desarrollo Minero ... 139
Proyecto Minero Petaquilla ... 139
Proyecto Minero Cobre Panama ... 141
Demanda Eléctrica ... 142
Retiro e Inyección ... 142
Actualización del Proyecto ... 145
Autogeneración Minera Panama y Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado ... 146
Pronósticos Ajustados del Segmento de Consumo Bloque ... 146
MEGA Proyectos Privados ... 148

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE ... **149**

PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS ... **151**
Escenario Medio o Moderado ... 155
Escenario Alto u Optimista ... 156
Escenario Bajo o Pesimista ... 157

ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS ... **158**
Pronósticos ... 158
Estructura del Consumo Eléctrico ... 162

Confiabilidad de los Pronósticos 165

CONCLUSIONES 168

REFERENCIAS 175

CURVAS TÍPICAS. 177
EDEMET 177
EDECHI 181
ENSA 182
CHANGUINOLA 188

DESAGREGACIÓN POR BARRA 189

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN 193

INTRODUCCIÓN 193

CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES 194
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 194
Generalidades 194
Tipos de Conductores 194
Estructuras 195
Aislamientos de las Líneas 196
Herrajes y Accesorios 197
Hilo de Guarda 197
Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire 198
SUBESTACIONES 199
Generalidades 199
Ubicación 200
Configuración del Sistema 200
Configuración Barra Sencilla: 200
Configuración Barra Principal y de Transferencia: 200
Configuración Interruptor y Medio: 201
Tipos de Interruptores 202
Protecciones 202
Compensaciones 203

COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN 205
LÍNEAS 205
SUBESTACIONES 210
Cálculo de Costos de Equipos Unitarios 210
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote 212
Cálculo de Montaje y Obras Civiles 213
Cálculo de Otros Costos 213
Cálculo de Costos de Terreno 214
Cálculo del VNR para las Subestaciones 214

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda 3
Gráfico 2: Desviaciones del Modelo 17
Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional 30
Gráfico 4: Población (Millones de Habitantes) 31
Gráfico 5: Crecimiento del IPC 34
Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas 37
Gráfico 7: Poder Adquisitivo 37
Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2016 41
Gráfico 9: Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2016 43
Gráfico 10: Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP 49
Gráfico 11: PIBMAN y Participación en el PIBREA 53
Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT 54
Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica 56
Gráfico 14: Relación PIB / EE 58
Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad 59
Gráfico 16: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015 61
Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG 63
Gráfico 18: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible 65
Gráfico 19: Factor de Carga 2011-2013 67
Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015 69
Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica 71
Gráfico 22: Perdidas de Transmisión EE 73
Gráfico 23: Perdidas de Distribución EE 74
Gráfico 24: Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad 80
Gráfico 25: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial 82
Gráfico 26: Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad 83
Gráfico 27: Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013 85
Gráfico 28: Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica 86
Gráfico 29: Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015 90
Gráfico 30: Pronóstico de Energía 158
Gráfico 31: Pronósticos de Demanda 160
Gráfico 32: Escenario Moderado de ETESA vs DMG Coincidentes IID CND 166
Gráfico 33: Comparación de Proyecciones de DMG 167
Gráfico 34: Curva Típica de Carga EDEMET – Panamá 177
Gráfico 35: Curva Típica de Carga Línea 115-6 177
Gráfico 36: Curva Típica de Carga Línea 115-8 178
Gráfico 37: Curva Típica de Carga Línea 115-11 178
Gráfico 38: Curva Típica de Carga Línea 115-38 179
Gráfico 39: Curva Típica de Carga Línea 115-22 179
Gráfico 40: Curva Típica De Carga Chorrera 180
Gráfico 41: Curva Típica de Carga Llano Sánchez 180
Gráfico 42: Curva Típica De Carga Mata de Nance 181

Gráfico 43: Curva Típica De Carga Progreso 181
Gráfico 44: Curva Típica De Carga 44 kV (S/E Colón + S/E M.Hope) 182
Gráfico 45: Curva Típica De Carga France Field 115 182
Gráfico 46: Curva Típica De Carga Chilibre 183
Gráfico 47: Curva Típica De Carga Tocumen 183
Gráfico 48: Curva Típica De Carga Línea 115-10 184
Gráfico 49: Curva Típica De Carga Línea 115-9 184
Gráfico 50: Curva Típica De Carga Santa María 185
Gráfico 51: Curva Típica de Carga Cerro Viento 185
Gráfico 52: Curva Típica de Carga Geehan 186
Gráfico 53: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza) 186
Gráfico 54: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre) 187
Gráfico 55: Curva Típica de Carga 24 de Diciembre 187
Gráfico 56: Curva Típica de Carga Cemento Panamá 188
Gráfico 57: Curva Típica De Carga Changuinola 188
Gráfico 58: Configuración Interruptor y Medio 201

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo 5
Tabla 2: Pronósticos de Demanda por Escenarios 7
Tabla 3: Consumo Gran Cliente 11
Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2016 14
Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2016 (Porcentual) 14
Tabla 6: Validación del Pronostico PESISN 2016- 2030, Primer Año 18
Tabla 7: Variables de Los Pronósticos 20
Tabla 8: Insumos del Modelo 26
Tabla 9: Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios 33
Tabla 10: Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB 49
Tabla 11: Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía 57
Tabla 12: Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible 57
Tabla 13: Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial 57
Tabla 14: Tasas Anuales Acumulativas por Periodo 60
Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG 62
Tabla 16: Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh 72
Tabla 17: Perdidas en Transmisión en GWh 72
Tabla 18: Perdidas en Distribución en GWh 72
Tabla 19: Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2016 80
Tabla 20: Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014 80
Tabla 21: Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT 87
Tabla 22: Variación del Precio Internacional del Crudo Brent 92
Tabla 23: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma 96
Tabla 24: Consumo Histórico de ACP 2000-2016 98
Tabla 25: Caudales de Aguas Servidas para Tratamiento del Saneamiento de la Bahía 105
Tabla 26: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía 107
Tabla 27: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales 108
Tabla 28: Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales 108
Tabla 29: Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía 110
Tabla 30: Consumo Eléctrico Estimado de PTAR de Burunga (GWh) 112
Tabla 31: Consumo de Energía en el Proyecto Ampliado del Saneamiento de La Bahía 112
Tabla 32: MEGAOBRAS del IDAAN de Alto Consumo Eléctrico 113
Tabla 33: Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040 116
Tabla 34: Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador 121
Tabla 35: Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta 123
Tabla 36: : Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Baja 125

Tabla 37: Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda 126
Tabla 38: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW 131
Tabla 39: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh 131
Tabla 40: Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen 132
Tabla 41: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales 136
Tabla 42: Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER 138
Tabla 43: Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN 143
Tabla 44: Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN 144
Tabla 45: Incremento Total de la Demanda en Energía de Minera Panamá 148
Tabla 46: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Privados 148
Tabla 47: : Demanda Consolidada Darién - Megaproyectos Estatales & Minera Panamá 149
Tabla 48: Demanda Consolidada del Segmento Bloque con ACP (Carga Integrada del SIN) 150
Tabla 49: Resumen de Premisas Escenario Moderado 151
Tabla 50: Resumen de Premisas Escenario Optimista 152
Tabla 51: Resumen de Premisas Escenario Pesimista 153
Tabla 52: Descripción de las siglas del Modelo de Demanda 154
Tabla 53: Escenario Medio o Moderado 155
Tabla 54: Escenario Alto u Optimista 156
Tabla 55: Escenario Bajo o Pesimista 157
Tabla 56: Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo 161
Tabla 57: Desagregación por Barra (Parte 1) 190
Tabla 58: Desagregación por Barra (PARTE 2) 191
Tabla 59: Desagregación por Barra (Parte 3) 192
Tabla 60: Subestaciones de ETESA 199
Tabla 61: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.) 207
Tabla 62: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles 208
Tabla 63: Detalle Porcentual de Otros Costos 208
Tabla 64: Costo Unitario de las líneas de transmisión 208
Tabla 65: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones 211
Tabla 66: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote 212
Tabla 67: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles 213
Tabla 68: Relación Porcentual de Otros Costos 213
Tabla 69: Costo Unitario de Subestaciones 215

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo Tomo I - 1 Metodología y Alcance del Modelo.

Anexo Tomo I - 2 Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales.

Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.

Anexo Tomo I - 4 Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.

Anexo Tomo I - 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

- Pronósticos de Demanda para los próximos 15 años
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes del Sistema de Transmisión

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PROYECCIÓN DE DEMANDA

INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión [1] en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2017-2031. Tal como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). El modelo desarrolla la serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, derivando la correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para el periodo de estudio estipulado, quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima y mínima y el factor de potencia, por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas. Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

[1] De acuerdo a la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETESA la utilización del informe Indicativo de Demanda, elaborado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), para las actualizaciones de los Planes de Expansión. Por lo cual los pronósticos de los PESIN`s 2002 al 2005, se realizaron en estrecha relación con el Indicativo de Demanda del CND

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

SUMARIO

Las proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.5 a 6.1% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.2 a 5.5%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

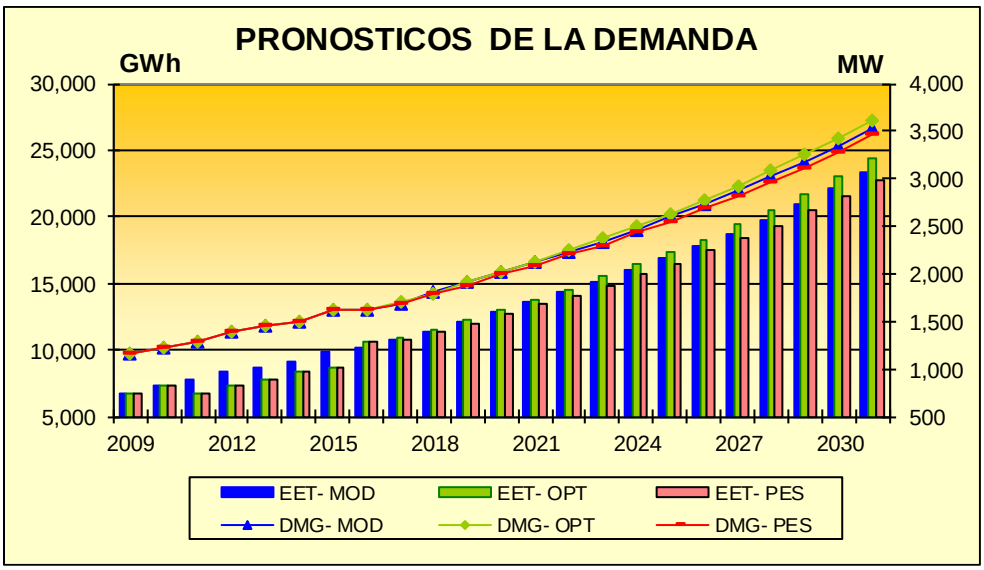


Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda

La ponderación a la baja de estos parámetros, con relación a las magnitudes presentadas en anteriores informes se deben en parte a perspectivas económicas nacionales más conservadoras, derivadas de recientes cambios estructurales en desarrollo de la economía mundial, motor principal de nuestro devenir económico.

Luego de un periodo de crecimiento, de seis años 2009 – 2015, con una tasa de crecimiento promedio anual de 7.5%, tasa superior a los mejores promedios históricos que tuvo la economía nacional, de acuerdo a los registros estadísticos de los últimos sesenta años[2].

Las entidades nacionales y multinacionales pertinentes, han ajustados anteriores perspectivas de la economía panameña a valores más conservadores, un rango de crecimiento no mayor de 6 %, en razón a los recientes vientos de aislacionismo a nivel mundial, a la ralentización de la producción y del intercambio mundial.

Perspectivas anteriores se basaron en factores dinámicos externos, como es

[2] En realidad, este periodo de crecimiento de la economía nacional se remonta al año 2002, o sea un periodo extendido de 13 años, con una tasa de 7.3 % sostenida anual. Con la única excepción del periodo anual 2009-2008, cuando el crecimiento fue de solo 1.6%.

el desarrollo perpetuo del transporte marítimo internacional y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en recuperación expansiva, y al efecto del boom inmobiliario de los últimos diez años, producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros, que por diversas razones decidieran asentarse temporal y/o definitivamente en nuestro país.

A la fecha no se consolida la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, si no existe una ralentización del intercambio mundial, así como la manifestación de recientes debilidades estructurales en el turismo internacional [3]. Actividades necesarias y fundamentales como motores principales del nuevo impulso económico. Con lo que es de esperar, que luego del año 2017 y año 2018, la economía se estabilice y mantenga parámetros de crecimiento sostenido del PIB de 5 a 6%, por varios años.

Estas perspectivas económicas marcan de por sí, la tendencia a seguir de las proyecciones de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los estimados de crecimiento anual de energía en el corto plazo (2017-2020), reflejan incrementos porcentuales, levemente más altos, 6.0, 6.1. y 5.5 %, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2021-2031), las tasas de crecimiento decrecen ligeramente, entre 5.5 y 5.9%, respondiendo a escenarios levemente más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Por consiguiente, los pronósticos para los años 2017 - 2020 de la demanda eléctrica en el país, se califican de conservadores y se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por el uso más óptimo de las obras de la ampliación del Canal [4]. Del inicio de operaciones de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen a fines del año 2018, así como de las actividades complementarias, planteadas a esta infraestructura de movimiento internacional .

Además, de la reanudación y ejecución exitosa de otros proyectos estatales de infraestructura, de alto consumo energético, como son el sistema nacional e integrado de mercado y refrigeración de abastos; de la conclusión de las obras e inicio de operaciones de la Ciudad de La Salud, del nuevo Hospital Pediátrico Nacional y de otras nuevas instalaciones en programación y construcción en David, Los Santos, Colon, Darién. Del nuevo Centro

[3] La construcción de nuevos y grandes facilidades hoteleras, en años recientes gracias a los incentivos estales, sin coordinación con los flujos reales de turistas, en un mundo en retroceso.

[4] Actividad que depende directamente de un fuerte movimiento comercial, especialmente de las áreas de producción (China y países del Extremo Oriente) hacia el mercado el tradicional (EEUU y Europa), así como el flujo inverso de insumos de esta parte del mundo hacia el Lejano Oriente.

internacional de Convenciones en Amador y facilidades pertinentes.

Además, se espera en el mediano plazo un incremento progresivo y planificado en el uso de la energía eléctrica, gracias, a las nuevas inversiones de las Líneas 2 y 3 y de las adiciones programadas de la línea 1 del Metro de la Ciudad de Panamá (SMP); a la rehabilitación integral de la Ciudad de Colón, de modernos sistemas de agua potable y de saneamiento ambiental de las zonas urbanas, a lo largo del país. Este esfuerzo estatal, se espera sea acompañado por una inversión privada fuerte, que, en conjunción con otras fuerzas dinámicas al entorno interno, mantenga el impulso sostenido de la economía nacional.

CAMBIOS PORCENTUALES EN ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2017-2020)	5.91%	5.56%	6.09%	5.51%	5.53%	5.20%
LARGO PLAZO (2021-2031)	5.51%	5.18%	5.66%	5.22%	5.43%	5.13%
ANALISIS (2017-2031)	5.64%	5.30%	5.81%	5.33%	5.46%	5.16%

Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo

Al igual que en últimos pronósticos anuales editados, se destaca la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, programados por el Estado. Continuación, a proyectos que culminaron a fines del año 2013 y principios del 2014 en donde sobresalen el Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y del sistema de transporte masivo para la Capital del País (SMP), “El Metro”.

Los altos valores de crecimiento se derivan de la entrada simultánea de la ejecución y operación de las líneas 2 y 3 del SMP; de la operación de la primera y segunda etapas de la PTAR de la Ciudad de Panamá y de las nuevas estaciones de bombeo del Saneamiento de la Bahía, de las operaciones de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen y de sus facilidades anexas, los cuales se encuentran a la fecha en vías de realización, y han de requerir de inyecciones importantes de potencia para desarrollar las funciones para las cuales fueron creadas.

Es necesario destacar que en los tres primeros años del periodo crítico o de corto plazo, años 2017-2020, la potencia y energía crecen a menores tasas a los cuantificadores de ambos

parámetros, planteados en los informes de PESIN de años anteriores, dado las postergaciones, suspensión de obras o al cambio conceptual de algunos proyectos que tenían fechas de conclusión de obras e inicio de operaciones dentro del periodo en análisis, años 2017 al 2020.[5]

Es importante tener en cuenta para el desempeño de los pronósticos presentados, los posibles atrasos el desarrollo minero para la explotación de cobre y oro, que han de requerir altos montos de inversión, focalizados en el área de Donoso, provincia de Colon. Esta fuerte inversión de más de 6,000 millones de dólares, en un solo proyecto es solamente comparable en inversión y efectos a la ampliación del canal y al proyecto total del Transporte Masivo de la ciudad de Panamá (2014 - 2040).

A la fecha se espera la conclusión de otros proyectos estatales, no directamente intensivos en consumo eléctrico, pero que han de crear las facilidades viales para el impulso de nuevos desarrollos inmobiliarios, los cuales deberán reflejarse dentro del periodo de análisis.[6]

[5] Minera Petaquilla, Desarrollo Minera Panamá, Ciudad Hospitalaria, Centro de Convenciones de Amador, Ciudad Gubernamental, etc.

[6] Nuevas fases de expansión de la Red Vial de la Ciudad de Panamá), extensión y ampliación de los corredores viales y pasos a desnivel de la ciudad y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil, o en vías de contratación.

A continuación, se presentan los registros anuales de demanda de energía eléctrica, para el periodo histórico 2009-2016 y los pronósticos esperados para el periodo de análisis, 2017-2031**.**

PRONOSTICOS DE DEMANDA
POR ESCENARIOS
AÑOS 2009 - 2031

AÑOS	ENERGIA TOTAL (GWH)			DEMANDA (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	6,753.7	6,753.7	6,753.7	1,154.0	1,154.0	1,154.0
2010	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,222.4	1,222.4	1,222.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,286.5	1,286.5	1,286.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,386.3	1,386.3	1,386.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,443.9	1,443.9	1,443.9
2014	9,150.5	9,150.5	9,150.5	1,503.5	1,503.5	1,503.5
2015	9,939.0	9,939.0	9,939.0	1,612.0	1,612.0	1,612.0
2016	10,205.4	10,205.4	10,205.4	1,618.0	1,618.0	1,618.0
2017	10,759.1	10,892.9	10,744.4	1,694.1	1,715.1	1,691.8
2018	11,410.9	11,530.8	11,377.3	1,796.7	1,815.6	1,791.4
2019	12,090.9	12,225.1	11,885.6	1,897.8	1,918.2	1,866.2
2020	12,840.0	12,928.5	12,657.4	2,009.1	2,021.4	1,981.8
2021	13,587.4	13,724.7	13,352.7	2,119.3	2,138.4	2,084.9
2022	14,301.4	14,498.1	14,117.7	2,223.7	2,251.0	2,198.1
2023	15,104.3	15,294.0	14,789.0	2,341.1	2,366.2	2,296.2
2024	15,956.0	16,166.2	15,683.6	2,465.4	2,492.4	2,428.3
2025	16,830.7	17,063.7	16,497.9	2,592.4	2,621.5	2,547.2
2026	17,736.4	17,994.5	17,400.6	2,723.3	2,754.8	2,679.1
2027	18,694.6	19,106.7	18,331.0	2,861.4	2,914.8	2,814.5
2028	19,706.0	20,183.4	19,291.0	3,006.7	3,068.3	2,953.6
2029	20,816.8	21,322.5	20,351.9	3,166.2	3,230.1	3,107.3
2030	21,988.4	22,525.5	21,470.5	3,333.9	3,400.4	3,268.9
2031	23,225.1	23,798.1	22,651.1	3,510.4	3,579.9	3,439.0

Tabla 2: Pronósticos de Demanda por Escenarios

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

METODOLOGÍA Y ALCANCE

ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE), la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA diseño una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes. [7]

Como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados anteriormente, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio no menor de 98%. Con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptables para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelentes. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.[8]

EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2016)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, e examinaron los resultados de los pronósticos del primer año de los Planes de Expansión (PESIN) editados, versus los registros reales. En principio, se desarrolló se desarrolló un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, del plan de expansión del periodo 2007-2021 frente a los resultados reales preliminares del mismo año. Las conclusiones fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo

[7] Según los consultores del PREEICA, este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.

[8] Para mayor detalle técnico del modelo, refiéranse a Anexo de Metodología del Modelo.

(menores en 130 GWh). Al igual que se originó una desviación de 1%, en cuanto al parámetro de DMG. Pero, luego de compiladas y registradas por la SNE las cifras reales del periodo 2006, mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2% y una desviación en demanda máxima de menos del 1%.[9]

En el desarrollo de este análisis de validación de los pronósticos emitidos , se verifico que desde el año 2001[10], los consumos asentados en el subsector "Bloque", como "Grandes Clientes" correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en "Grandes Clientes" [11] . Dado que las diferencias de los registros de los sectores "Industrial" y "Bloque" fueron de magnitudes similares, pero inversa (Ejemplo: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración particular del consumo nacional.

En consideración a que el modelo de predicción de PREEICA, es un modelo de regresión lineal, este cambio en el registro de los consumos introducía distorsiones a las proyecciones de los consumos Industrial y Bloque. Por consiguiente, se procedió a partir de esta fecha, reubicar este incremento del consumo de bloque, en el Plan 2007-2021, como parte del consumo industrial. Este ajuste incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares registrados a la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector, correspondiente a las propias características de evolución de la industria nacional, ante la competencia internacional.

Un análisis más exhaustivo de los consumos eléctricos industriales, realizado durante la elaboración del Pronóstico de Demanda 2010 – 2024, reflejo que hasta el año 2004, el sector de consumo de los Grandes Clientes correspondió en su totalidad a consumos de tipo industrial, en un 100%. Pero, desde ese año en adelante este consumo particular se fue reduciendo paulatinamente su participación porcentual dentro del segmento de Grandes Clientes, desde 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009, al ser requerido el servicio de consumo por Bloque por diversos clientes que se dedican a actividades diferentes a la actividad manufacturera.

[9] En este punto es necesario mencionar, que ETESA, hace un ajuste al parámetro de pronóstico de DMG, al deducir la demanda interna de Autoridad del Canal (ACP), en razón que los registros del CND solo registran la oferta de ACP como aporte al Mercado Mayorista de Electricidad (MME),sin considerar producción bruta ni definir pérdidas.

[10] Propuesta de Modificación al Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad. Anexo a la resolución no. JD-3233. Del 1º de julio de 2001 – 30 de junio de 2005.

[11] En primera instancia, el registro de los "Grandes Clientes" durante el periodo 2001-2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas agroindustriales del Grupo MELO.

En consideración a estas evidencias, era incorrecto metodológicamente asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial. Por consiguiente, a partir del informe del Pronóstico del 2010-2024 se distribuyen y asignan sectorialmente los consumos de los grandes clientes, de acuerdo a la función principal a que se dediquen estos grandes clientes.[12]

Uno de los principales cambios en el último año en el sector de consumo por Bloque, se da a partir del 1 de julio del 2015, cuando la demanda y consumo de energía eléctrica del área económica de la provincia de Bocas del Toro se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual, a partir de ese año, 2016, el consumo futuro de esta región del país será integrado en el MODELO, dentro de los diversos sectores de consumo.

La **Tabla 3** muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes.

CONSUMO GRAN CLIENTE
ANUAL 2001 - 2016
EN MWh

AÑOS	CONSUMO POR TIPO								CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION			
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		BLOQUE							
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	OFICIAL	BLOQUE
2001	2	50,196.7							2	50,196.7	*100.0%*			
2002	2	70,784.1							2	70,784.1	*100.0%*			
2003	2	74,372.9							2	74,372.9	*100.0%*			
2004	7	98,610.0							7	98,610.0	*100.0%*			
2005	7	83,179.7	2	3,989.6					9	87,169.3	*95.4%*	*4.6%*		
2006	5	34,770.0	3	14,038.8					8	48,808.8	*71.2%*	*28.8%*		
2007	1	35,211.0	3	16,310.0					4	51,521.0	*68.3%*	*31.7%*		
2008	1	36,343.0	3	17,903.0					4	54,246.0	*67.0%*	*33.0%*		
2009	1	36,848.2	8	20,481.0			3	23,124.6	12	80,453.8	*45.8%*	*25.5%*		*28.7%*
2010	2	172,140.3	8	44,437.5			2	75,136.1	12	291,713.9	*59.0%*	*15.2%*		*25.8%*
2011	2	183,223.9	38	82,609.4			1	70,992.6	41	336,825.9	*54.4%*	*24.5%*		*21.1%*
2012	2	210,925.6	40	85,753.7			1	78,515.8	43	375,195.1	*56.2%*	*22.9%*		*20.9%*
2013	5	225,098.0	42	89,775.6	2	3,976.6	1	83,465.9	50	402,316.2	*56.0%*	*22.3%*	*1.0%*	*20.7%*
2014	6	223,004.8	41	90,332.5	2	22,164.6	1	85,601.9	50	421,103.9	*53.0%*	*21.5%*	*5.3%*	*20.3%*
2015	6	206,396.0	38	78,471.3	2	23,239.2	1	43,127.2	47	351,233.6	*58.8%*	*22.3%*	*6.6%*	*12.3%*
2016	7	197,785.5	23	49,282.3	2	23,237.3			32	270,305.1	*73.2%*	*18.2%*	*8.6%*	
TOTAL		1,938,889.7		593,384.8		72,617.7		459,964.1		3,064,856.3	*63.3%*	*19.4%*	*2.4%*	*15.0%*

(*) A partir del mes de octubre de 2009 el item Ricamar, dentro del consumo comercial corresponde a una diversidad de puntos de entrega de Grandes Clientes, pertenecientes a la cadena de Supermercados de Super 99 : S/M 99 Los Andes , S/M 99 La Cabima , S/M 99 El Dorado, S/M 99 Puerto Escondido, S/M 99 Los Pueblos, etc. Los cuales pasaron de 8 a 40 puntos de entrega.

Tabla 3: Consumo Gran Cliente

Por otro lado, el actual suministro de electricidad a las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al extremo este de Panamá, proviene de la operación de sub-sistemas aislados, por consiguiente, un servicio

[12] A partir del año 2013 se incorporan consumo de tipo gubernamental al segmento de Grandes Clientes, como la Contraloría General de la República (CGRP) y la Caja del Seguro Social (CSS).

de calidad incierta, en algunos casos racionados y en algunas pequeñas comunidades el servicio es inexistente. En consideración a estos antecedentes y en cumplimiento, a la intención del Estado de integrar eléctricamente el país, la Secretaria Nacional de Energía (SNE), instruyo la expansión de la Red, por lo cual, encomendó a ETESA analizar y ejecutar en el corto plazo, un proyecto de transmisión eléctrica que permitiera transportar la energía eléctrica necesaria para integrar la Provincia de Darién al SIN.[13]

En primera instancia ETESA construiría y pondría en operación en el 2019, la nueva Línea de Transmisión 230 kV Panamá II – Chepo – Metetí, la cual se conectará con el principal sistema aislado de la región, Santa Fe´-Metetí- Yaviza. La finalización de obra y entrada en operación de esta nueva L/T ha sido re- programada para el año 2020.

Por lo de aquí en adelante el consumo de los centros de población más dinámicos de la provincia: Santa Fe, Metetí, Yaviza, El Real y Pinogana, y otras pequeñas comunidades, que se encuentran ubicadas en paralelo al trayecto de la extendida Carretera Panamericana (CPA), será integrado al SIN. La carga correspondiente a esta integración, se simula temporalmente como un sub-sector de demanda adicional dentro del sector de consumo denominado “Bloque”, a partir del año 2020.

Continuando con esta validación, se revisaron los pronósticos de los planes del año 2005 a la fecha, con el fin de verificar la bondad de la previsión del modelo diseñado por PREEICA. Comparando los resultados preliminares del año en curso con los respectivos estimados del plan de expansión de cada año. Periodo consecuente con las instrucciones del Regulador, para que ETESA presentara anualmente su propio pronóstico de la demanda, que se complementara con el Informe Indicativo de la Demanda, elaborado por el CND.

Los resultados históricos reales de este periodo 2005-2014, con respecto a las proyecciones del primer año del modelo de los Pesin’s analizados en el periodo muestran desvíos aceptables de los registros reales. En los cuales se compara el estimado de consumo del primer año proyectado de cada PESIN versus los registros reales que presentan al final del mismo.

Los pronósticos analizados del PESIN 2005-2019, al PESIN 2016-2030, revelan desvíos promedios de los escenarios Moderado y Optimista, versus los valores reales alcanzados por el sistema eléctrico, los cuales muestran etapas bien diferenciadas. La primera correspondiente al periodo 2005-2007 con desvíos promedios de

[13] La Secretaria Nacional de Energía en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014” estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este

energía y demanda menores a un 2%. Seguido de un periodo de máximas desviaciones, 2008-2009, para terminar con cifras de desvíos mínimas, menores a uno por ciento en el periodo 2010-2011.

A seguido tenemos otro ciclo con una primera etapa de crecimiento de las desviaciones, hasta alcanzar un 5% en el Pesin 2014-2028, una disminución de desvíos de -1% en el Pesin 2015-2029, para pasar en el periodo de análisis 2016 – 2030 a las mayores desviaciones del modelo, desde su implementación, alcanzando valores de desviación de hasta 7% en la demanda máxima pronosticada.

En suma, los desvíos promedios derivados del Modelos de PREEICA, con respecto a las proyecciones anuales globales del modelo, en energía y potencia, durante su ejecución, años 2005-2016, muestran en promedio de desvíos en torno a 1%.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2016

CATEGORIA		DESVIACION DEL MODELO											
		2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)	2012 (REAL)	2013 (REAL)	2014 (REAL)	2015 (REAL)	2016 (P)
ENERGIA TOTAL (GWh)	EET (GWh	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-219.0	-13.2	81.8	387.1	466.3	-49.8	403.4
DEMANDA MAXIMA (MW)	DMG (MW	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7	2.8	31.1	46.4	65.0	-1.0	116.0

Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2016

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2016

CATEGORIA		DESVIACION DEL MODELO (%)											
		2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)	2012 (REAL)	2013 (REAL)	2014 (REAL)	2015 (REAL)	2016 (P)
ENERGIA TOTAL	EET (GWh	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.00%	-0.17%	0.98%	4.44%	5.10%	-0.50%	3.95%
DEMANDA MAXIMA	DMG (MW	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%	0.22%	2.30%	3.30%	4.42%	-0.06%	7.29%

Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2016 (Porcentual)

En una primera instancia las cifras preliminares del año 2008 se cuantificaron en 295 GWh, un 4.6% para la energía y 1.6% para la DMG. Pero al compararlo con las cifras reales documentadas por la SNE el desvío de la energía llegó a 454 GWh o sea un 7.3%. Este desvío documentado se focalizaba en el monto de pérdidas global del sistema, registrado en una cantidad de 777 GWh, lo que resultaba en una diferencia promedio de más de 200 GWh, una caída considerable con respecto a los registros de pérdidas de los últimos años.

De lo que se deducía, que el modelo de demanda presentaba desviaciones importantes de las proyecciones de consumo, residencial, pérdidas y en el global, con respecto a los datos reales registrados para los años 2008 y 2009. Por lo cual, esta fuerte reducción en el rubro de pérdidas totales del sistema, para el año 2008 requería de un análisis adicional, lo cual se evidencio en el análisis del pronóstico anterior, años 2010 – 2024, en una corrección apreciable de este rubro, a 924.3 GWh[14]. Con lo cual, en ese año el desvió ajustado en el consumo eléctrico global se modificó a solo 4.8 %. Al igual, las correcciones imputables a este error en el registro del segmento Pérdidas, significo un cambio significativo en la desviación del pronóstico del 2009-2024 de -1.84% a 0.96% en la DMG y de 5.92% a valor corregido de 2.88% en el pronóstico de energía.

En el caso del pronóstico 2010-2025, el año 2010 se modifica por esta misma causa, a solo una desviación de solo -7.4 GWh, para una desviación relativa de solo –0.1%. Con respecto a la DMG del año 2010, el pronóstico se desvió en una magnitud de -48.7 GWh, relativamente para un -4.09% del registro alcanzado por sistema interconectado.

En términos generales, se observa que la capacidad predictiva del modelo para los años 2005 al 2007, mantuvo un nivel de confianza promedio de aproximadamente del 98%. Donde los pronósticos se quedaron por debajo de los valores reales alcanzados, causados principalmente por el empuje positivo de la economía durante estos años, ante pronósticos conservadores.

Referente a los registros del año 2008 y 2009, los efectos derivados de la crisis económica global, resultó en desvíos significativos de los pronósticos. Que por cierto fueron en sentido contrario, estos pronósticos resultaron sobreestimados con referencia a los resultados reales alcanzados, en razón a los recientes indicadores de crecimiento económico. Las desviaciones presentadas en el año 2008, fueron de

[14] El error consistía, en la consideración que se tomó como exportación el saldo del intercambio del sistema (-73.4 GWh), en vez que la misma era realmente de importación de energía (73.4 GWh), durante el año 2008.

aproximadamente 5% en energía, debido principalmente a un menor consumo de los sectores comercial y oficial. Lo que derivó evidentemente en una desviación aproximada de 5% en potencia.

Con respecto al año 2009, la desviación en energía del año 2009 es de 2.9 % y de aproximadamente en 1% en DMG. La sobrestimación en energía, se originó en menores consumos en ese año en los sectores comercial y Bloque, en conjunto con un mayor consumo del sector residencial, del cual se esperaba una disminución significativa, a efecto de la reciente campaña de sustitución de bombillos, efecto contrarrestado por la política de subsidio eléctrico. La baja desviación en potencia, es resultado de la ulterior corrección de la estimación de pérdidas.

Para el año 2010, gracias a la elaboración de un pronóstico conservador, en consideración a los aleteos retardados de la crisis económica global se presentan desviaciones en sentido contrario, subestimación ante los resultados reales, cerca del -4% en DMG.

En cambio, gracias a los ajustes realizados a las previsiones en el modelo de demanda, los registros del año 2011 y 2012, presentan desviaciones menores o aproximados al 2.0%, con lo cual se puede afirmar que los parámetros de confianza son más que aceptables.

Para los pronósticos de los Pesin's de los años 2013 al 2016 se presentaron sobrestimaciones producto de la consideración de importantes proyectos inconclusos, programados para entrar en operación en el periodo analizado. Las obras de los proyectos que se postergaron, algunos con suspensión temporal y otros de reanudación incierta. ya sea por atrasos propios en la ejecución de construcción y/o suspensión financiera de los mismos

Entre los proyectos que no concluyeron ni entraron en operación en el tiempo estipulado, se tienen la Cadena de Frio, el Nuevo centro de Convenciones, la Ciudad Hospitalaria de la CSS, de nuevos hospitales de provincias.

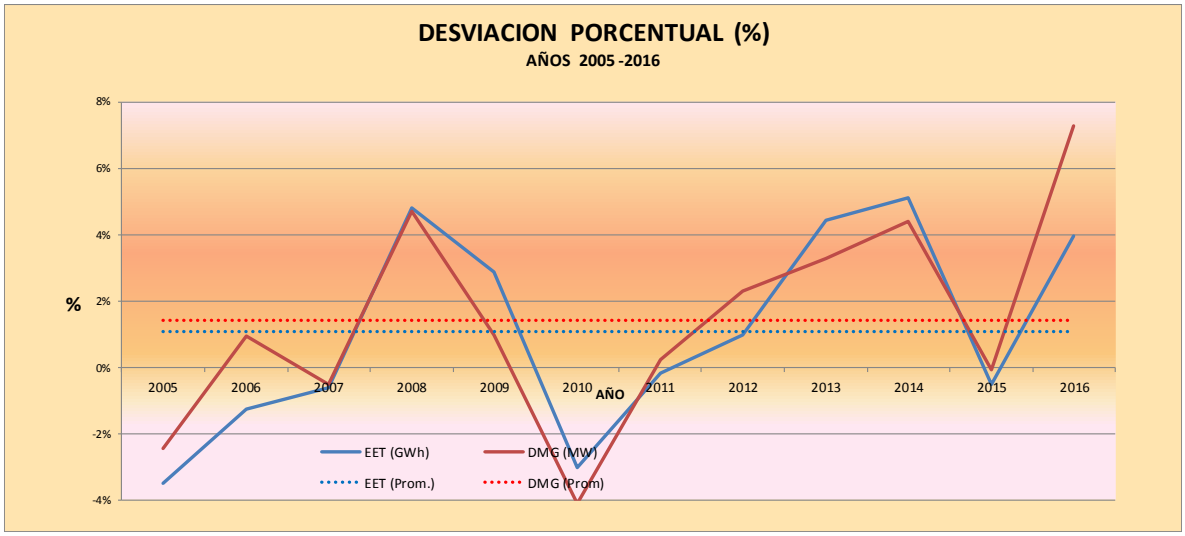


Gráfico 2: Desviaciones del Modelo

El compendio de las desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, durante el periodo de análisis de los años 2005 – 2016, permite afirmar, que aun con las falencias mencionadas, la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple de PREEICA, se mantiene dentro de grados de calificación más que aceptables. El **Gráfico 2** muestra, que las desviaciones máximas se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4%, para ubicarse en los dos últimos años, en una franja promedio dentro de menos 1%. Lo cual permite calificar estas predicciones entre buenas y excelentes.

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2016 -2030

Aunque el análisis de los pronósticos globales del modelo versus los resultados reales presentados por el sistema eléctrico nacional, muestran en los últimos años desvíos aceptables, pero a lo interno de la estructura de consumo se han presentado desvíos de magnitud en los consumos sectoriales, algunos de los cuales se anulan entre sí. Por consiguiente, para validar de mejor forma el actual instrumento de pronóstico, se realiza el ejercicio de comparar en primera instancia, los estimados de pronósticos de los consumos sectoriales, del primer año del Modelo de PREEICA del PESIN 2016-2030, con los registros preliminares para el año en curso.

Para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2016-2030, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los registros

previsto del año 2015, con base a los datos preliminares conocidos del año, a la fecha de elaboración del documento. En el cuadro siguiente, se presenta la validación estimada para la proyección del primer año del último pronóstico presentado, PESIN 2016-2030.

VARIABLE	CONSUMO 2016 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN [1]		2016 (PREELIMINAR)
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	2,858.1	2,858.4	2,795.6
Comercial	4,064.0	4,066.9	3,925.5
Industrial	677.5	677.4	707.8
Oficial	1,027.0	1,027.8	980.9
Alumbrado	193.2	193.2	193.9
Autoconsumo	6.3	6.3	5.4
Bloque	9.3	9.3	36.5
Otros	3.2	3.2	2.9
Pérdidas	1,768.0	1,768.7	1,556.8
TOTAL	**10,606.4**	**10,611.1**	**10,205.4**
DMG	**1,705.6**	**1,706.3**	**1,590.0**

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	62.51	2.2%	62.75	2.2%	62.6	2.2%
Comercial	138.46	3.5%	141.35	3.6%	139.9	3.6%
Industrial	-30.21	-4.3%	-30.40	-4.3%	-30.3	-4.3%
Oficial	46.04	4.7%	46.90	4.8%	46.5	4.7%
Alumbrado	-0.71	-0.4%	-0.62	-0.3%	-0.7	-0.3%
Autoconsumo	0.87	16.1%	0.87	16.1%	0.9	16.1%
Bloque	-27.26	-74.6%	-27.26	-74.6%	-27.3	-74.6%
Otros	0.25	8.7%	0.25	8.8%	0.3	8.8%
Pérdidas	211.13	13.6%	211.91	13.6%	211.5	13.6%
TOTAL	**401.08**	3.9%	405.75	4.0%	403.4	**3.95%**
DMG	**115.58**	**7.3%**	116.33	**7.3%**	116.0	**7.29%**

Tabla 6: Validación del Pronostico PESISN 2016- 2030, Primer Año

El pronóstico del año 2016 con respecto a los registros preliminares del consumo, muestran una desviación global de 403.4 GWh, un 3.95 % de energía eléctrica de los diversos segmentos, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue subestimada en 0.01 %.

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

a) La proyección del consumo global de energía, para el año 2016, se sobrestimo en el escenario moderado en 401 GWh, sobrestimadas en 46 GWh en el escenario alto, para

una desviación promedio de 403 GWh, lo cual representa un desvío promedio de 4%. gracias a la compensación entre los sectores de consumo residencial y comercial con el sector de consumo Bloque.

b) El estimado promedio de la DMG del año de 1,705 MW, proyectado en el Modelo resulto en una significativa desviación, de116 MW con respecto al escenario moderado alcanzado de solo 1,590 MW. La desviación porcentual promedio de 7.3 %. Demanda sobrestimada gracias al retraso de obras que debían concluir en periodo como la Cadena de frio (refrigeración de abastos), concluida, pero sin inicio de operaciones, al igual que el retraso en la entrega de la Terminal 2 del Aeropuerto de Tocumen. Curiosamente la demanda máxima registrada del sistema, por el CND es de 1,618 MW, derivada del consumo total, el cual no incluye el consumo de ACP, cuya potencia auto consumida promedio, es de 30 MW. [15]

c) En el periodo, el segmento de las pérdidas totales del sistema refleja en grado máximo la magnitud alcanzada por las desviaciones totales sobrestimadas en 11% del pronóstico moderado con 211 GWh.

d) Entre los sectores básicos de consumo correspondientes, destaca la sobreestimación del consumo del sector, comercial con 3.6%, por 140 GWh. Esta sobrestimación del sector comercial con respecto a los registros alcanzados realmente el año anterior. Reflejan en parte a la saturación de actividades. inmobiliarias de comercio y servicios, al contrario de la dinámica de los años anteriores

e) El segmento de consumo Bloque, la desviación obedece una nueva reasignación de consumo, al agregarles el incipiente consumo del Metro de Panamá, deducido del Sector Básico Oficial y a la inserción a partir de julio del año 2015, el registro del consumo de la región económica de Bocas del Toro es absorbido por los sectores de consumo Básico, por medio de la concesión de EDECHI.

[15] Reporte Diario de Operación del CND, del 22 de abril del 2016, el cual fija la demanda pico del sistema en 1,618 MW, como el máximo del año. Demanda que incluye la potencia autogenerada de la ACP.

f) El registro del consumo de alumbrado Público se acercó a la estimación, creció levemente, gracias a las nuevas construcciones de vías y la incorporación de este servicio a más comunidades. Su acierto muestra una desviación de subestimación 0.6 GWh, porcentualmente de –0.3%.

ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2017 y 2031.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar que por presentación de la data original, la proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y los intercambios internacionales, (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 46 años (1970 – 2016), periodo del cual se tabularon en el inicio 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

VARIABLES		DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
TOTAL		**80**	**20**	**100**	**100%**

Tabla 7: Variables de Los Pronósticos

La base de datos está conformada por variables con series históricas adecuadas (mayores de 15 años) y posibilidades de actualización, para su continuidad. El listado detallado se presenta en la sección correspondiente a evolución reciente y perspectivas.

En el periodo 2005-2008, se consideró teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de

la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o "moderado" y un escenario de alto crecimiento u "optimista". En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional, en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

Descripción de Escenarios:

Escenario Medio o Moderado:

con el objetivo de crear condiciones de crecimiento del consumo eléctrico conformes al contexto histórico, este escenario mantiene las tendencias de las variables explicativas, con una evolución conservadora. En consecuencia, se estima el consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias y se consideran incrementos y/o decrementos basados en cambios evidentes.

Escenario Alto u Optimista:

con el objetivo de visualizar un crecimiento alto del consumo eléctrico, respecto a los datos históricos, en este caso, se asumen cambios significativos en algunas de las variables explicativas, capaces de motivar incrementos del consumo de energía eléctrica superiores al promedio histórico, hasta un máximo razonable.

Escenario Bajo o Pesimista:

tiene el objetivo de considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

El escenario Moderado, considera un derrotero de crecimiento conservador, fundamentado en el desarrollo económico reciente, sin dejar de lado la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, de las turbulencias financieras, que asolaron la economía norteamericana, al igual que el sector financiero de Europa y Asia en los años 2009 y 2010. Además, el escenario Moderado considera incrementos futuros de demanda de energía, de mega proyectos estatales en ejecución, con cierta certidumbre.

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico sostenido que propician la inversión privada extranjera.[16] Adicionalmente,

[16] Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra aún en línea de crecimiento, aun cuando el entorno económico-comercial global de estos últimos tres años, muestran que el empuje económico ha desacelerado, con respecto al quinquenio

se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución exitosa de la ampliación del Canal de Panamá y de los beneficios futuros de otros mega proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado, además de la consideración de proyectos privados y estatales programados o idealizados en el largo plazo con cierto grado de certidumbre.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas, posibles retrocesos adicionales más allá del periodo de 2008-2009, derivados de una crisis internacional, que no da claras señales de su fin, ya que a la fecha, no son claras aun las dimensiones de los problemas económicos estructurales de Europa y de los propios Estados Unidos, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos. La misma ha derivado en una des-aceleración paulatina de la economía china y de otros "tigres asiáticos", lo cual obliga a restructuraciones a lo interno de sus economías. Por ejemplo, China ha caído de un promedio anual sostenido de más de 10% en las dos décadas anteriores, a menos del 7% en los dos últimos años, y con tendencia a la baja.[17]

La profundización de estos males en otros ámbitos de la relación económica mundial, significaría que la actividad nacional más dinámica como es el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que transita alrededor de los servicios del Canal de Panamá y sus derivados, que explica más de un quinto de la economía nacional sufriría de un sostenido e importante des – aceleramiento. Lo que se traduciría en una operación disminuida del Canal, ante las expectativas que se analizaron para la toma de la decisión de la ampliación del Canal, que preveía una inmensa cantidad de beneficios para la economía nacional, a partir del año 2015. El inicio original de operaciones del Canal de Panamá, debió de ser a fines del año 2014, dos años antes de la verdadera entrada en operaciones de la ampliación, en agosto del 2016.

Situación que sumado a otros efectos derivados del estado de la economía mundial en otras actividades, influirían negativamente en el desempeño de las mismas, como son la Construcción, Hoteles y Restaurantes, la intermediación financiera, que en conjunto con la actividad de Transporte y Almacenamiento, explican la mitad del Producto Interno Bruto, lo definirían un des-aceleramiento total de los parámetros macroeconómicos y por consiguiente se reflejaría en el corto plazo en una deprimida demanda eléctrica.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que los tres escenarios tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de

anterior.

[17] Oficialmente La República Popular China estableció su crecimiento económico en 6.9% en el 2015

las variables explicativas del modelo y a la falta conceptos fundamentados para valorar y cuantificar un escenario sobre otro.[18]

Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables en el corto y mediano plazo, el pronóstico medio o moderado, se ha elaborado de manera que refleje las mayores posibilidades de ocurrencia. Consumos inferiores a los resultados del escenario moderado, originados en movimientos geopolíticos imprevistos, en problemas bélicos internacionales o en inesperadas catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones..

[18] Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros de las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección se presenta la base de datos de referencia histórica del consumo eléctrico panameño y las variables explicativas asociadas al mismo. También, por considerarlo conceptualmente más apropiado, se presentan las perspectivas por grupo o sección de cada variable explicativa, para comprender las hipótesis de evolución.

A la fecha, la base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 46 años (1970-2016); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 15 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las variables que definen las perspectivas.

Más adelante se analizarán en detalle las variables macroeconómicas principales que interactúan activamente con los indicadores eléctricos en el desarrollo de las ecuaciones del MODELO. Variables que crean las condiciones hacia el mayor o menor consumo de electricidad en el sistema interconectado nacional.

Variables externas al sistema eléctrico, que se analizarán en mayor detalle son la población urbana y rural del país, PIB global, PIB manufacturero, variación del nivel de precios en el país (Inflación). Todas componentes esenciales de las ecuaciones de regresión del Modelo.

Además, se analizan con igual precisión los indicadores del sistema eléctrico nacional, como el precio promedio de la energía eléctrica (PRETOT), los precios históricos y futuros de los combustibles insumidos en el proceso de generación eléctrica, ventas de electricidad total, ventas a los sectores de básicos de consumo, las pérdidas de electricidad, el factor de carga del sistema.

Por metodología se presenta un listado simplificado de la base de datos utilizados como insumos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.

	CANTIDAD		DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA		
	DATOS SOCIOECONÓMICOS						
		POBLACIÓN					
1	1	1	Población rural	Fórmula			
2	2	2	Población rural masculina	CGR			
3	3	3	Población rural femenina				79%
4	4	4	Población urbana	Fórmula			
5	5	5	Población urbana masculina	CGR			
6	6	6	Población urbana femenina				
7	7	7	Población total	Fórmula	7	7%	
		PRECIOS					
8	8	1	Inflación de Panamá	COPE			
9	9	2	IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula			
10	10	3	Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula	3	3%	
		VALOR AGREGADO (PIB)					
11	11	1	Agricultura, silvicultura y caza	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)			
12	12	2	Pesca				
13	12	3	Explotación de minas y canteras				
14	13	4	Industria manufacturera				
15	13	5	Electricidad, gas y agua				
16	14	6	Construcción				
17	14	7	Comercio al por mayor y al por menor				
18	15	8	Hoteles y restaurantes				
19	15	9	Transporte, almacenamiento y comunicaciones				
20	16	10	Intermediación financiera				
21	16	11	Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler				
22	17	12	Enseñanza privada				
23	17	13	Actividades de servicios sociales y de salud				
24	18	14	Otras actividades comunitarias, sociales y personales				
25	18	15	Servicio de intermediación financiera				
26	19	16	Productores de servicios gubernamentales				
27	19	17	Productores de servicios domésticos				
28	20	18	Derechos de importación e ITBM				
29	20	19	ITBM que grava las compras de los hogares				
30	21	20	Producto interno bruto del sector comercial	Fórmula			
31	21	21	Producto interno bruto del sector manufacturero				
32	22	22	Producto interno bruto real según				
33	22	23	Producto interno bruto real de sectores subtitutos		69	69%	
	DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD						
34	1		Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006			
35	2		Factor de carga eléctrica	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICIA (COPE)			
36	3		Ventas de energía en alumbrado público				
37	4		Energía autoconsumida por distribuidoras				
38	5		Ventas de energía bloques independientes				
39	6		Generación bruta de energía eléctrica				
40	7		Ventas de energía en sector comercial				
41	8		Energía eléctrica disponible				
42	9		Ventas de energía en sector industrial				
43	10		Generación neta de energía eléctrica				
44	11		Ventas de energía en sector oficial				
45	12		Ventas de energía en otros sectores				
46	13		Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula			
47	14		Pérdidas no técnicas	COPE			
48	15		Pérdidas técnicas en distribución				
49	16		Pérdidas técnicas en generación y transmisión				
50	17		Ventas de energía en sector residencial				
51	18		Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)	Fórmula			
52	19		Ventas de energía eléctrica				
53	20		Demanda máxima de potencia eléctrica				
54	21		Potencia eléctrica instalada	COPE	21	21%	21%
			TOTAL		100	100%	100%

Tabla 8: Insumos del Modelo

A continuación, en el siguiente acápite, se describen algunos aspectos importantes de la evolución reciente de estos datos.

Datos Demográficos

El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, ejecuta cada diez años, los respectivos censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población. De los datos censales, el INEC con la ayuda del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de CEPAL, realiza las conciliaciones, estimaciones, proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050.[19]

En el mes de mayo del anterior año 2010, se realizó el último censo de población, el Undécimo Censo de Nacional Población y el VII de Vivienda, del cual se derivaron los indicadores demográficos de la estructura y otros aspectos sobresalientes de la población panameña. Los últimos datos censales muestran no solo un cambio estructural de la población, resultante de cambios culturales, sino también de la imprecisión de anteriores premisas demográficas. Por lo cual fue necesario realizar una conciliación demográfica de los años 1950-2010 y adecuar la proyección de población para los años 2010-2050. Esta nueva versión de proyección se realizó en base a los nuevos datos censales del 2010 y a los registros de los nacimientos y defunciones anuales que lleva la Sección de Estadísticas Vitales del INEC. Lo que se resumen en el documento, Estimaciones y Proyecciones de la Población total del País, por Sexo y Edad: años 1950-2050.[20]

De acuerdo a sus resultados, es evidente que existe una disminución significativa de la fecundidad a nivel nacional, resultando en la última década en una **tasa anual de crecimiento promedio** (TCP) de 1.80, cuando en la década 1990-2000 se estimaba para este periodo un TCP mayor de 2.00. Este lento crecimiento poblacional, paso en esta última década de 3,040,701 a 3,661,835 personas, con 50.3 % de la población total concentrada en la provincia de Panamá, casi toda ella, población urbana.

A la fecha de elaboración de este informe, es disponible alguna información básica derivada del censo del 2010, entre las cuales podemos mencionar la nueva versión de la proyección de población del país, por

[19] Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (http://www.cepal.org/estadisticas/).

[20] El cual se elaboró con el apoyo de los especialistas en demografía de CELADE, una nueva versión de la proyección. La cual se presentó en julio del 2011, como un avance del boletín definitivo.

provincia, comarca, sexo y edad, no así la referencia de población urbana – rural, premisa muy necesaria para la modelización de los pronósticos de consumo de electricidad.

Con esta nueva proyección se estimó al 1 de julio del 2010 una población total, levemente diferente al estimado estadístico anterior de 3,585,654 habitantes[21], con un TCP de 1.78%, para los próximos cinco años, según la muevas hipótesis de evolución futura, aún vigentes. La nueva cifra de población establecidas por el INEC, para el primero de julio de 2010 es de 3,661,835. No existe aún información segmentada de la población urbana y rural, variable imprescindible en la regresión del segmento de consumo residencial, que explica en la actualidad el 26% del consumo total de electricidad, en el país. [22]

Durante el periodo 2010 -2020, la hipótesis anterior, aún vigente espera que la población panameña creciera a un ritmo de 1.44 por ciento anual, para alcanzar una población total, al 1 de julio de 2020 de 4,278,500 habitantes. Esta caída en la fecundidad nacional en conjunto con un saldo neto migratorio registrado también bajo, augura para después del año 2030, TPC aun menores a 1.0% anual.[23]

En consideración, que al presente el INEC no tiene aún las hipótesis de crecimiento poblacionales alternativos, para utilizar en los escenarios optimistas o pesimistas de pronósticos de la energía eléctrica, mucho menos los estimados de distribución de la población en urbano y rural. Desde el informe de Estudios Básicos del PESIN 2016 – 2030, se parte de la población pre - estimada para el año 2010, en alrededor de 3.7 millones de personas, se utilizaran con las consideraciones del caso, los TPC anuales derivadas de las hipótesis alta y baja de la anterior proyección poblacional.

Según esta proyección, publicada por el Instituto de Estadísticas y Censo, basada a su vez en el X Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda, la población total de la República, al 1 de julio de 2010, se estimaba en 3.5 millones de personas, de las cuales se consideraba que el 64.6% (2.26 millones de personas) habitaría en las áreas urbanas.[24] Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de

[21] INEC, Boletín No. 13 Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, por Sexo y Edad, editado el 15 de octubre del 2012.

[22] A fecha muy reciente, que no ha permitido su análisis, el INEC ha editado proyecciones más completas de la población por Sexo y edad a 2000 -2030. Fecha de edición, 19 de diciembre de 2012. *A posteriori*, se han publicado cinco boletines complementarios del Censo de Población del año 2010, que no agregan información pertinente al Modelo. El Boletín No. 18, 24 de abril del 2015.

[23] Los registros migratorios, están actualmente bajo un nuevo programa llamado "Crisol de Razas", que conlleva la documentación de esta población flotante, actualmente indocumentada.

[24] Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.

51% de la población total, pose el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, con lo cual se conforma la conocida "Región Metropolitana" más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos, con lo cual esta zona territorial comprende a un 79.7% (4/5) de la población urbana del país.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, producto del desplazamiento histórico de la población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana. (Eje del Canal)

En primera instancia, el INEC pronosticaba un crecimiento anual de 1.66%, para el periodo comprendido entre los años 2006 y 2010, sin considerar los impactos de inmigración motivados por la ampliación del canal, ni los nuevos proyectos de "turismo residencial". Derivado de la misma proyección, la entidad pronosticaba una tasa de crecimiento urbano y rural en la República de 1.98 y 1.07 respectivamente, por cada 100 personas. Parámetros en disminución en comparación a los estimados del quinquenio anterior de 2.26 y 1.11.

Es así, que se observa en el **Gráfico 3**, que la tasa de crecimiento rural se mantiene con crecimientos marginalmente negativos, lo que implica la fuerte migración interna hacia el área urbana, especialmente el área metro. Además, durante este periodo se han ido integrando mayores servicios públicos a más cantidades de pequeños poblados del interior del país, con lo que han adquirido características urbanas, transformando la caracterización de la población de estos asentamientos.

En suma, la población urbana viene creciendo, pero su tasa de crecimiento anual viene cayendo, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos por familia, con lo cual la población total viene creciendo cada vez más lentamente.

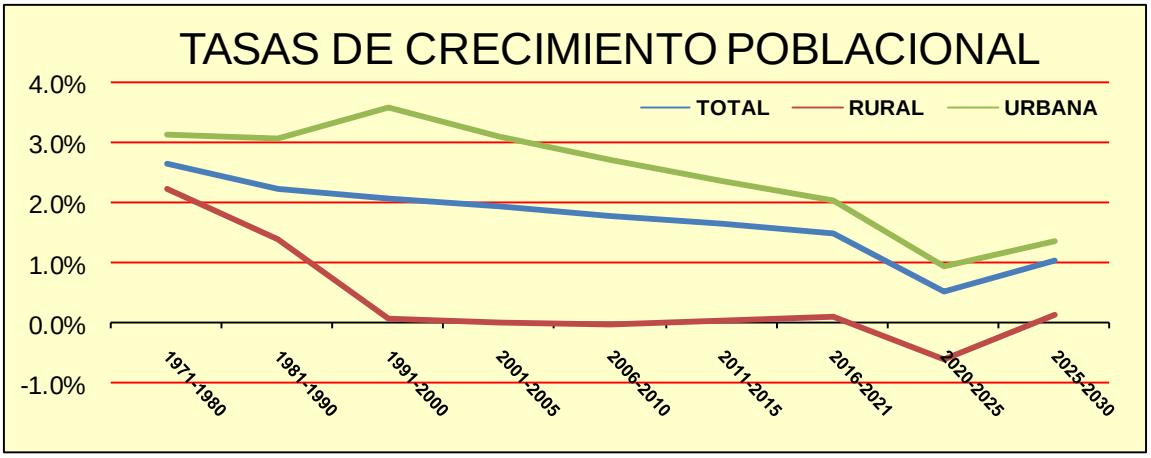


Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional

De acuerdo a la combinación ajustada de dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2017-2031), Panamá contará en los próximos quince años con un adicional de 712 mil habitantes, para alcanzar un estimado de población total en el año 2031, de 4 millones 746 mil habitantes. Pero solo 316 mil habitantes adicionales en edad de trabajar, mayores de 15 años y menores de 64 años, lo que se traduce en una estructura de población productiva que se reduce, de 72% a 66%.

Esta estructura de población muestra un TCP anual de 1.34% aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran eventos o condiciones extraordinarios, que podrían incrementarlas. Así, como a la inexistencia actual de políticas generales de estado de largo plazo, que incentiven el desarrollo de aéreas rurales, con el propósito final de retener población y mucho menos incrementarla.

Como se puede apreciar en el **Gráfico 4**, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas. Este comportamiento obedece, tanto a la migración campo ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico.

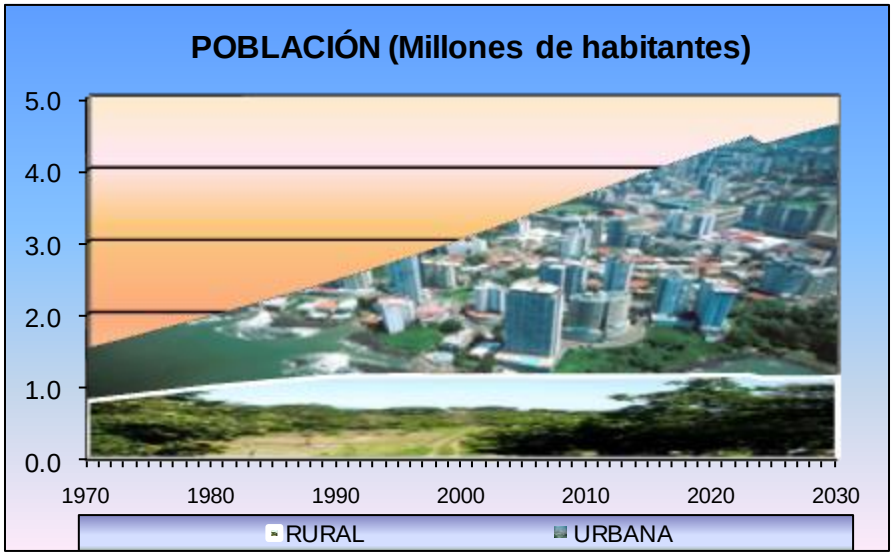


Gráfico 4: Población (Millones de Habitantes)

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, se analizaron en los pronósticos de demanda precedentes, las perspectivas recientes, que podrían propiciar significativos crecimientos de población.

La Ampliación del Canal:

El impacto poblacional de esta actividad ha comnzado a fenecer, de acuerdo al propio estudio, de "Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas "[25]

Las actividades económicas y comerciales no tradicionales

Las perspectivas de crecimiento poblacional sobre estas actividades han ido decayendo con el transcurso del tiempo, en consideración a los cambios recientes en la economía mundial. Por el momento, persiste la postergación y/o suspensión definitiva de anteriores anteproyectos de inversiones previstas en mega puertos, astilleros, de la instalación en territorio nacional de casas matrices de empresas multinacionales, entre otras actividades.

Por lo cual han decaído el número de trámites de permisos de trabajo a extranjeros, permitidos dentro de la legislación laboral, de hasta un 10% de la planilla de una compañía. Mano de obra especializada de empresas multinacionales que mudan oficinas regionales al país, por las ventajas comparativas que se

[25] INDESA, abril de 2006. Consultado en la página Web de la Autoridad del Canal de Panamá. http://www.acp.gob.pa/esp/plan/temas/ref-docs/

ofrecen para su establecimiento.[26]

El "Turismo Residencial"

Al igual que los puntos anteriores, el impacto poblacional, reflejado por la construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al "turismo residencial" de reciente promoción masiva en el País, también han decaído. Este comportamiento se refleja en la disminución de la actividad de construcción en el PIB, lo cual explica el menor número de permisos de construcción, de proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá[27], con respecto años anteriores. De igual forma se reduce la promoción de proyectos destinados al turismo residencial, en las aéreas costeras de la provincia de Panamá, Coclé y de las tierras altas de Chiriquí, los cuales estaban destinados, en su mayoría, a la venta en el exterior, especialmente en Norteamérica y Europa (específicamente España.)

Con lo cual se atenuaron temporalmente las anteriores expectativas generadas por el llamado "turismo residencial", el cual tuvo un impacto especifico en la actividad construcción, al postergarse totalmente varios de los proyectos más grandes que estaban en etapas incipientes de realización, mientras solo se terminaban aquellos que se encontraban más avanzados, algunos otros se minimizaban o modificaban en etapas de mayor plazo, con los perjuicios inherentes. Adicionalmente, la cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles centralizados de permisos de construcción y ocupación de las mismas.

La incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante y considerando el marginal impacto que esta tiene sobre el consumo energético y en la ausencia de mayor información se omitieron los cálculos generados, anteriormente, pues se supone que el análisis migratorio internacional dentro de las `proyecciones de población contemplaba el fenómeno. "Dada la incertidumbre de comportamiento futuro de esta variable, la proyección se desarrolló bajo el supuesto que…. *el saldo migratorio sería positivo y con tendencia al descenso. Se estima que*

[26] Por lo general, profesionales de alto nivel que viajan con sus familias, requiriendo servicios. Con lo cual se estima puede estimar una población flotante de hasta 20,000 personas.

[27] Del año 2006, existían más de 10 proyectos de edificios en concepto y en construcción en Panamá que competían entre los más altos de América Latina, con más de 50 pisos, y alrededor de 150 edificios más en construcción de menor envergadura que complementaban una fuerte oferta de bienes y raíces en el mercado.

esta corriente migratoria fluctuará entre 3,000 a 2,500 personas por quinquenio…."[28]

A la fecha, se menciona una nueva condición que puede generar presión al incremento potencial de la población, derivado del impulso económico la creación, instalación y crecimiento de las empresas en el país, encuentran limitante en la escasez de mano de obra especializada, "que podría ser solucionada con la legalización de inmigrantes."[29] Esta nueva condición debe ser tema de consideración para análisis más profundos sobre el tema poblacional.

Como mencionamos anteriormente, para los escenarios de proyección de la demanda de electricidad se utilizaron los escenarios de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta, e Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica optimista y baja, respectivamente.[30] Con respecto al escenario de demanda medio se utiliza la proyección de crecimiento de la población, elaborada por el INEC con base en los datos censales recabados con el último Censo de Población, de mayo del 2010.

A continuación, se presenta un resumen comparativo de las tasas de la proyección del INEC, utilizadas para el pronóstico moderado, frente a las tasas de crecimiento poblacional optimista, en que implícitamente se consideran los impactos inmigratorios de las actividades antes descritas.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	*MODERADO*	*OPTIMISTA*	*PESIMISTA*
2007-2010	1.80%	1.80%	1.80%
2011-2015	1.44%	1.63%	1.09%
2016-2019	1.30%	1.54%	0.96%
2020-2024	1.14%	1.43%	0.78%
2025-2030	0.98%	1.32%	0.56%
2016-2030	1.12%	1.42%	0.74%

Tabla 9: Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios

[28] Boletín Nº 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 - 2050

[29] SIP: La mayor limitante es la escasez de mano de obra. La Prensa miércoles 12 de diciembre de 2011, Economía, página 54ª.

[30] Ídem

Inflación

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Tanto que a la inversa de lo que sucedía en la mayor parte de los países de la región latinoamericana, en Panamá se registraron largos periodos de tiempo (1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios mayores al 1.5%, para una tasa de crecimiento promedio del nivel de precios de solo 0.9% anual.

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país ha tenido en los últimos seis años (2007-2014)[31], se manifiesta con una tasa promedio anual de 5.1%, magnitud de dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como en el año 1982.

La inflación promedio anual para el año 2016, solo alcanzó un valor de 0.3 %, menor a los registros alcanzados en los años anteriores. En los años 2014 y 2015 se registraron parámetros de inflación de 2.7 y 0.3%, con lo que se espera haya terminado el anterior ciclo de altos incrementos de precios, para volver a una senda de precios relativamente estable, como se tuvo por más de dos décadas 1982-2005.

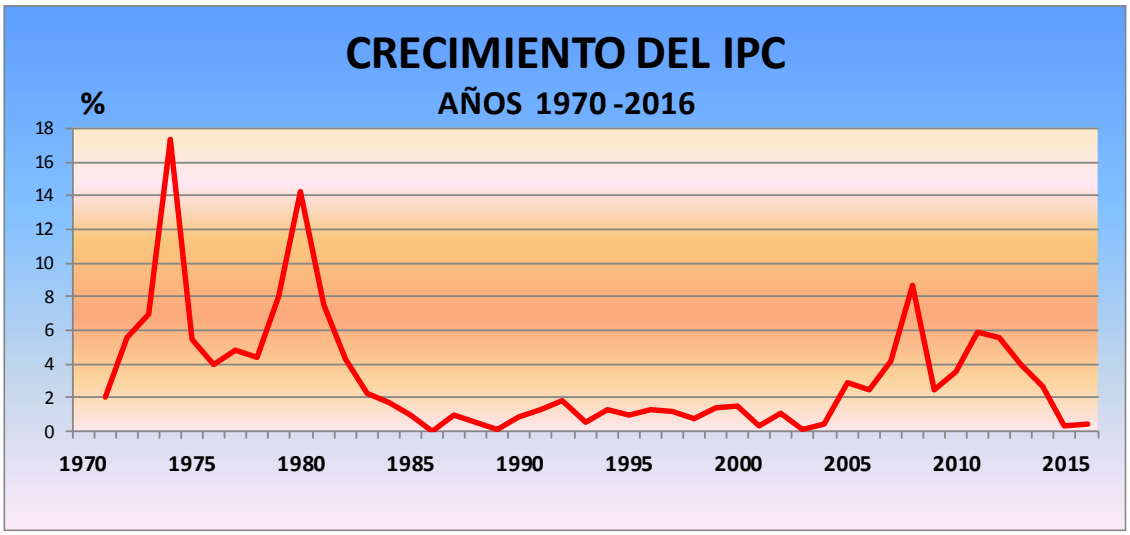


Gráfico 5: Crecimiento del IPC

[31] De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República.

El **Gráfico 5** muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflación, años 1970 - 1980. La etapa siguiente, que cubre casi dos décadas, 1985-2004, donde el efecto del incremento del nivel de precios fue casi imperceptible, de 1.1%, durante toda la etapa. Seguida de una etapa, 2005-2013, caracterizada por algunos registros de inflación elevados, para un promedio del periodo de 4.4%. En los últimos tres años, 2014-2016, los índices de precios han regresado a niveles de 1.1%, que esperamos sea el inicio de nueva larga etapa de baja inflación.

Al analizar toda la serie, los máximos registros corresponden a los años 1970 - 1973 y 1979 -1981, entronizados dentro de anteriores periodos de crisis económicas mundiales, provocadas también, por el fuerte incremento de los precios del crudo de petróleo, años 1973–1974 y 1980-1982. Resultado de los cambios geopolíticos y del incipiente control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios por parte del naciente cartel de la OPEP, ocasionando a su vez una escasez mundial de liquidez por parte de las economías importadoras netas de combustibles.

El último periodo de alta inflación en nuestro país, 2006 -2013, fue impulsado principalmente por variables exógenas al sistema económico nacional, así como del efecto combinado de la presión sobre los recursos financieros y laborales del país durante la ampliación del canal, en conjunto con la inversión paralela de otras megaobras. La componente externa de la inflación se manifiesta, en los precios de los artículos importados, como se evidencia en el incremento sostenido en estos años de los precios de los combustibles y sus derivados, al igual que el efecto en los alimentos y artículos primordiales de consumo.

El alto índice mensual alcanzados por el IPC durante el año 2008, se convirtió en un des-acelerador del consumo doméstico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional. Con la caída espectacular del precio del petróleo en el 2008, que paso de un máximo de 146 dólares por barril de crudo, alcanzado en junio de ese año, a un precio de aproximadamente 41 dólares a fin del año, se minimizó la fuerte presión sobre la espiral de precios mundiales y por ende en el país, con su inmediato efecto en el poder adquisitivo nacional.

Durante el año 2009, el IPC fue declinando mensualmente, desde el mes de enero, con un IPC de 4.9% a diciembre a un 1.9% con respecto a los mismos meses del año 2008. Como un efecto directo de los precios de los alimentos, el rubro cayó de 12.6 a -0.2%, respectivamente. Gracias, a esto se alcanzó una tasa de inflación acumulada anual de 2.4%, para el 2009.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 fue consecuente principalmente con la desaceleración económica de ese año dada la

disminución del comercio mundial, lo que disminuye la presión sobre los bienes a lo interno de la economía, en conjunto con la estabilización del precio internacional del crudo de petróleo, principal causa del efecto inflacionario doméstico, en una banda de precios, entre 60 y 70 $/b.

La inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento promedio anual de 3.5 con respecto al año 2009. Los registros mensuales variaron de 3.1 en el mes de enero a un 4.9 en el mes de diciembre, aumentando paulatinamente. Indicador de inflación mayor al año anterior, lo que señala un repunte del fenómeno inflacionario, como lo refleja la anterior gráfica.

Los registros mensuales del incremento de los precios en los años 2011 al 2013 evidencian un creciente impulso de los precios, con registros de 5.9, 5.6 y 4% respectivamente. En cambio el año 2014, se estabilizan algunos precios, para promediar una inflación anual de 2.6%.

Aunque este efecto de la inflación en los últimos años, no es equitativa en todos los rubros, ni además sobre los diferentes segmentos en que se compone la sociedad panameña. Ya que el efecto inflacionario es más fuerte en el área de costo de los alimentos o sea sobre la "canasta básica". El rubro Alimentos y Bebidas, impacta con mayor fuerza en los grupos más vulnerables de la sociedad, segmentos de la población de menores ingresos. El impacto de este rubro se refleja con los incrementos mensuales de hasta 9.5, para terminar el año 2012 con una inflación promedio anual en este rubro, de 8.%. [32]

Curiosamente, el comportamiento entre el indicador total y el incremento de precios de los alimentos y bebidas en el año 2011 muestra incrementos similares, lo que indica que existe otro rubro importante que contribuye significativamente al incremento inflacionario de la economía nacional. Por ejemplo, mientras en el año 2011, el índice global es de 5.9%, se destaca el rubro de transporte en 12.3%, por el incremento de precios de los combustibles con 25.1%, el servicio de transporte publico 13.3%, tanto como el precio de otros servicios de transporte.[33]

[32] El grupo de bienes y servicios correspondientes a la Alimentos y Bebidas, de acuerdo al diseño del IPC tiene una importancia de 32 5%, menor al valor asignado en el IPC con base en el año 1987 el cual fue fijado en su momento en un 35%, lo que refleja el cambio estimado en las condiciones de vida actuales en el panameño urbano. Al ser este rubro el de mayor peso ponderado a medida, que se disminuye el ingreso familiar, su efecto proporcionalmente mayor en los estratos bajos.

[33] El grupo de bienes y Servicios de Transporte es el segundo en importancia dentro del diseño del IPC con 13.8% En el año 2011, este rubro tuvo una variación de 12.3%.

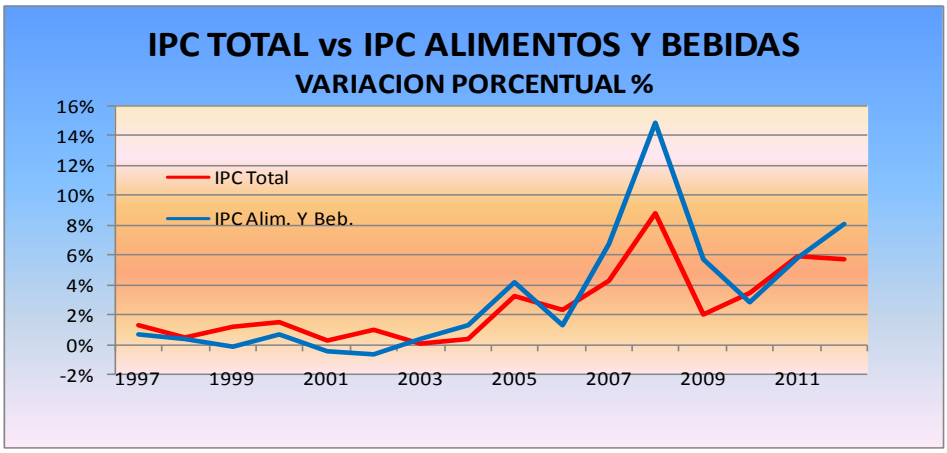


Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas

Poder Adquisitivo

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico, utilizado para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre distintos países, atendiendo al Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. (Entendiendo por coste vida el nivel de la inflación). O en su defecto, Poder adquisitivo (PA) es el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado. Si el ingreso monetario se mantiene igual, pero aumenta el nivel de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja.

La inflación no implica siempre un poder adquisitivo que cae con respecto al ingreso real de uno mismo, pues el ingreso monetario de uno puede aumentar más rápido que la inflación. Entonces, por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta.

Gráfico 7: Poder Adquisitivo

El país creció una tasa promedio anual de más de 7.6%, en el periodo 2005-2015, durante las obras de construcción del Tercer Juego de Esclusas del Canal de Panamá, impulso sostenido que se espera, debe ir más allá del término de las obras de expansión del canal.

Aunque, el alto valor sostenido del PIB en estos años, ha reducido en estos años el nivel de desempleo, no así un efecto igual sobre la pobreza. El poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido en el año 2015, un 35%, con respecto al poder de compra del año 2003. Lo que, en otras palabras, significa que 100 Balboas en el año 2016, solo compran una cantidad de bienes por un valor sesenta y cinco Balboas, de la misma calidad de los que se compraban en el año 2003. los últimos seis años a una tasa promedio anual de más de 8%, impulso

Pero es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá, no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar estadunidense, esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en Europa y Oriente. Consecuente con los términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de la moneda norteamericana, la cual ha estado variando anualmente su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, el Yen y el oro (hasta un -50% en algunos casos). Por consiguiente, el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso de lo que indica únicamente el parámetro del IPC.

En el año 2015, la paridad de intercambio del dólar norteamericano con respecto a las monedas europeas y asiáticas se ha fortalecido. Situación que ha favorecido la compra de insumos y de mercancía de consumo de la economía panameña, pero por otro lado encarece el valor de mercancías de exportación, lo que desfavorece las actividades nacionales de comercio y servicios hacia el exterior.

Actividad Económica

Antecedentes

Panamá tiene en la actualidad, tres formas diferentes de evaluar, el actual desempeño económico de la población que vive en el territorio nacional. En primier lugar, se tiene el Producto Interno Bruto (PIB), estadístico anual segmentado por actividad económica.[34] Es uno de los

[34] Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCD,

estadísticos nacionales con una mayor serie de registros, más de 60 años de datos.

No obstante, los cambios estructurales ocurridos en la economía durante los últimos años, justificaron la necesidad de disponer de herramientas adicionales de análisis en períodos menores a un año; que permitieran preparar informes oportunos de la coyuntura económica, a modo de proveer los elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones. Por lo cual, el INEC implemento desde la década de 80', el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMAE), como el método apropiado de "*tantear"* el desarrollo de las actividades económicas, en periodos menores de un año.[35]

A posteriori, la necesidad de dotar a la región de modernas técnicas estadísticas para el seguimiento más preciso de los fenómenos económicos más importantes de un país como son la producción, precios, empleo, base monetaria y otros, en períodos sub-anuales, se desarrolló por los Entes Multinacionales una nueva herramienta estadística de medición, Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT), para determinar el comportamiento de la economía panameña en periodos de corto plazo.[36] Indicador, implementado por el INEC a partir del año 2005.

Aunque ambos indicadores de corto plazo están disponibles por el INEC, no son totalmente comparables por no ser sus cifras por categoría económica, cien por ciento comparables y compatibles. Por lo cual, el uso de uno u otro, está determinado por los objetivos de la propia investigación.

Siendo el PIB anual, el estadístico nacional segmentado por actividad económica más antiguo que mide el desempeño de la actividad económica con una mayor serie de tiempo, es el indicador referente establecido, para valorar la producción del país a través del tiempo.

Al momento del desarrollo del Modelo PREEICA, año 2003, existían varias series que median las Cuentas Nacionales (PIB), para los años 1946-2002, referidas a los antiguos años base 1950, 1960, 1970 y 1982 y el año base 1996 (vigente al momento). Los consultores de PREEICA tomaron como referencia la Serie Base 1982, para el pronóstico del Modelo de la demanda eléctrica, debido a que al momento cubría un periodo de tiempo más extenso, 21 años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980, años 1970 -1979 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos subsiguientes al periodo de 2002 en adelante que procedían de la nueva Serie con Base en el año 1996, se empalmaban a la base del año 1982.

Comisión Europea.

[35] DEC, Dirección de Estadística y Censo, antigua INEC.

[36] El estadístico PIBT, a la fecha, no contempla, aun una serie extensa de datos.

En los siguientes párrafos, se presenta la evolución del PIB total y se analiza con igual detalle el comportamiento del PIB de la Industria Manufacturera, para el pronóstico de la energía eléctrica. Dada la importancia, que en la mayor parte de los sistemas eléctricos tiene el consumo de electricidad en la actividad secundaria de fabricación.

Evolución Reciente de la Economía Nacional

Como se observa en el **Gráfico 8**, luego que el Producto real estuvo creciendo a una rata de 4.6%, en la década anterior, 1991-1998, con sus altas y bajas se presentó un periodo recesivo, quinquenio 1999-2003 en que la tasa de crecimiento cayó hasta 0.3%, en el año 2001. Luego se presenta un nuevo ciclo o periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en el quinquenio de 8.7%. Parámetro, solo superado en la última década, por los países en desarrollo con mayor dinamismo económico, a nivel mundial. Países de Asia, como China e India con tasas de crecimiento anual sostenidas, durante el mismo periodo, de 10.8 y 8.9%, respectivamente, gracias a las excelentes condiciones de mano de obra barata, dentro de un mundo globalizado.

El año 2009, se marca como un año de quiebre, al terminar el año económico con un registro de crecimiento real de solo 1.6%. Con lo cual, Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana, 7.7% anual sostenido. Gracias a factores de impulso extra nacional, como el precio alcanzado por el crudo de petróleo y las repercusiones de la crisis financiera del "Primer Mundo", en el año 2008.

Las condiciones que se presentaron del 2005 al 2008, no preveían en el futuro inmediato, la alta volatilidad en tan costo tiempo, que se presentó en los precios del petróleo, en el año 2009 y en consecuencia de todas las fuentes de energía, afectando los precios de las principales materias primas, con lo cual se inicia un efecto inflacionario global, con un alto impacto en nuestra economía doméstica.

Adicional, la crisis financiera global desencadenada en los países de Europa y los Estados Unidos, con lo cual sobrevino un retroceso global de la economía en el año 2009, donde Panamá fue una de las escasas economías en obtener una tasa positiva, de 1.6%. Aunque fue un crecimiento positivo, fue un significativo desaceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el reciente periodo de crecimiento. Luego, en los siguientes años, se retoma el buen desempeño de la

economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 7.8%, para el periodo 2009-2014.

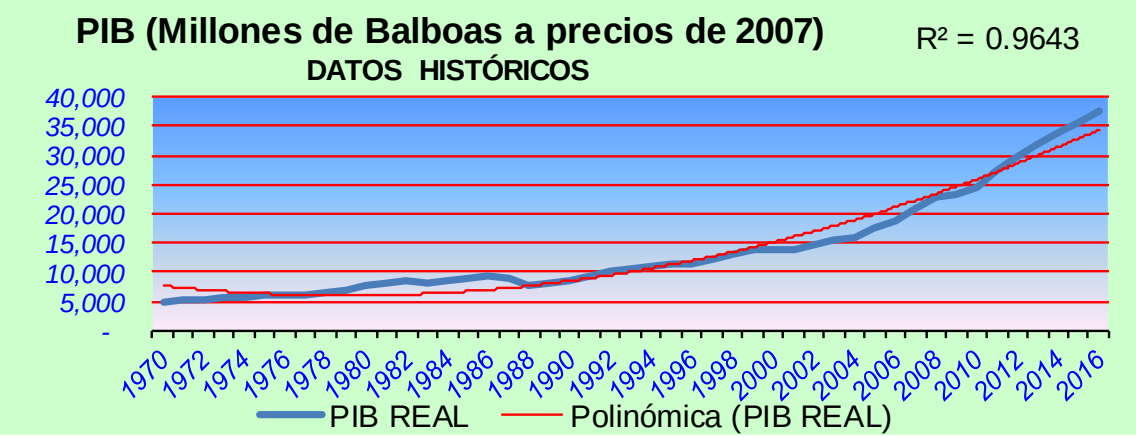


Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2016

Producto Interno Bruto con Base Año 2007

Desde el PESIN 2015-2029, ETESA tomó, la decisión de utilizar las actualizaciones de los diversos estadísticos, emitidos por INEC. Fue necesario reactualizar la información estadística con base en el año 1982, como estaba establecida desde el inicio en el modelo PREEICA.[37] El INEC reformulo, implemento nuevas y recientes series del PIB, del IPC y otros estadísticos emitidos y publicados, desde el año 2012.[38]

El INEC, presenta a partir del año 2012, cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, Año Base 2007, para las series del PIB y del PIBT, por categorías de actividad económica, a precios corrientes y constantes, actualizadas e incorporando mejoras requeridas. Por la cual, los registros del PIB de las diversas series, desde 1970 al año 2016, son llevados a la Base 2007.

Por consiguiente, en este informe se empalmará la serie de registros anuales de datos de la producción nacional 2007-2013, con las series de los años bases 1970, 1982, y 1996, dentro del periodo utilizado en el

[37] Pronostico de La Demanda Eléctrica de Panamá, Informe Final, septiembre del 2003, Paginas 5-6

[38] La dinámica del proceso económico, requiere de actualizaciones lo más recientes posibles de las estructuras de las cuentas nacionales, con el fin de que se generen variables siempre representativas de la evolución económica anual y poder comparar su comportamiento en el tiempo.

Modelo de Pronósticos de PREEICA, años 1970 -2015.

La evolución histórica del PIB en los últimos 46 años muestra en general un crecimiento estable, con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 4.62%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.9643 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con respecto a la media. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2013, se sitúan en un 8.0% anual. En la cual, si se exceptúa el cambio anual 2008-2009, se tienen dos periodos de crecimiento, 2003-2008, reflejo una de crecimiento sostenido de 7.7% y el periodo 2010-2013 de 9.2%, con lo cual, la economía nacional retorno a la zona de excelentes perspectivas.

Durante los años 2013 al 2016, el PIB alcanzó registros más bajos, pero todavía dentro los niveles de crecimiento. Para el año 2013 fue de 6.6 %, el año 2014 el PIB cayó a 6.1, el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.8% y el año 2016 con un registro 4.9%, para un promedio anual de 5.9%.[39] Que, de mantenerse como un parámetro sostenido, permitiría que se duplique en términos reales el nivel alcanzado de la economía nacional, en un lapso de 12 años, o sea el 2028.

[39] El registro preliminar de 4.9% para Panamá en el año 2016, casi un punto porcentual por debajo de los pre – estimados, que se tenían a fines del año 2015.

MANUFACTURA

El coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725), evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. En el **Gráfico 9** se observan estos altibajos de esta actividad secundaria. Aunque la actividad de manufactura ha crecido un 2.6%, anualmente en los últimos 45 años, ha tenido periodos de fuertes contracciones y seguidamente periodos de recuperación, su participación relativa ante el crecimiento global de la economía, ha ido disminuyendo, con el tiempo.

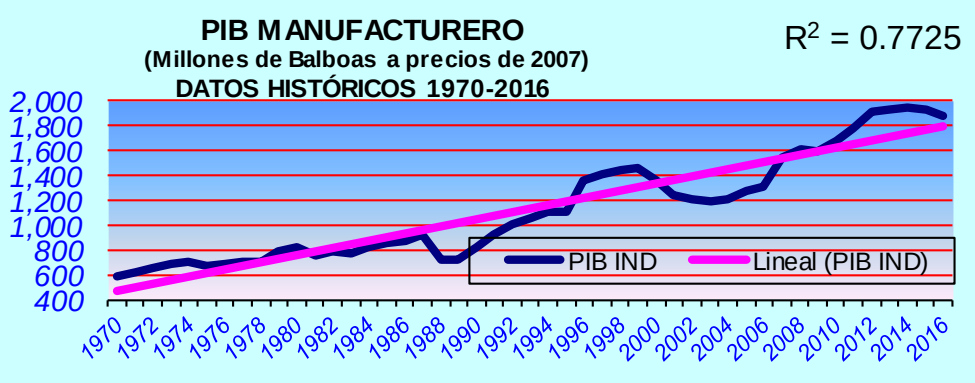


Gráfico 9: Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2016

El historial de los últimos veinte años, muestra periodos con un fuerte contraste entre sí, un periodo inicial 1995-1999 con un crecimiento promedio anual de 7.3%, para caer en el periodo 2000-2004, en una contracción de – 3.7%. Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008, esta tendencia giro en sentido contrario, empujado probablemente por los otros sectores de la economía en crecimiento, como aquellos del sector terciario. Los cuales han tenido efectos de arrastre, especialmente en la industria ligera de suministros de alimentos procesados y de bebidas, así como otras actividades de la industria ligera y semi- pesada, relacionados especialmente con una actividad líder, como la construcción. El valor generado por esta actividad registró crecimiento de 7.6 %. Ciclo que termina en el año 2009, con el bajo registro de -0.24%, con respecto al 2008, contracción derivada de la crisis económica global.

Los datos preliminares de la actividad económica para el trienio siguiente

2010 - 2012, fueron parcialmente favorables, más bien se estabiliza el proceso productivo, ya que en términos reales se obtiene una leve recuperación del Producto sectorial, de aproximadamente 6%. En los años subsiguientes 2013 -2016, se escenifica una desmejora en el comportamiento de la actividad manufacturera, al registrarse momios de solo 1.3 y 0.9%, en el año 2015 se registra una contracción anual de -1.3%, para llegar en el año 2016 *"al fondo del pozo"* una contracción 2.8 %, con lo cual, se evidencia que la actividad fabril nacional está en retroceso. En la práctica, una preocupante caída del crecimiento fabril, en este último cuatrienio, 2013-2016.

El examen del comportamiento de estos últimos años, de los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de transformación como son la sal marina, la leche pasteurizada, la industria de los derivados del tomate, bloques de cemento, de los cigarros tienen un derrotero errático, con caídas, subidas y estancamiento, debido a situaciones coyunturales de las propias actividades o a la presión de la competencia externa, por periodos interanuales que no facilitan un pronóstico adecuado de estas actividades.

Perspectivas Económicas en el Corto Plazo 2017- 2018

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2017-2018, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en la década anterior, años 2001-2015, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de elaboración de estas proyecciones, no se disponía de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para el año anterior, motivo por el cual ETESA estima preliminarmente la evolución del PIB, con base en diversas fuentes y apreciaciones, de entidades de prestigio en este campo.

Los pronósticos utilizados para este periodo provienen del Gobierno Nacional - Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). De las Agencias Internacionales: FMI, BANCO

MUNDIAL, CEPAL, BID. De las Instituciones Económicas Nacionales: Cámara de Comercio, Sindicato de Industriales (SIP). De los Consultores y Agencias de Riesgos: Deloitte, INDESA, Panama Economy Insight, Fitch Ratings, Moody's. De otras fuentes y expertos económicos: The Economist Magazine.

Metodológicamente, se estima un promedio simple consensuado con las diferentes fuentes nacionales e internacionales. Por consiguiente, se obtiene el estimado de crecimiento del PIB para el año 2017, calculado en primeras instancias, como el promedio simple de los estimados emitidos por las diversas fuentes, ajustándolo con las tasas promedio anual del PIB Trimestral, elaboradas por el INEC, excluyendo los resultados del IMAE.[40]

Consecuentemente, se puede esperar que el año 2017, registre una tasa de crecimiento del PIB 5.3%. Nivel de crecimiento que organismos internacionales como el FMI, CEPAL marcaban al termino del año 2015, como tope en la mejor de las condiciones, hasta un 6.2%.[41]

Por consiguiente, utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2016 y tratando de mantener la estructura y crecimiento lento de las actividades económicas del año electoral, registradas al segundo trimestre del PIBT, ETESA utilizara como registro moderado del PIB, más adecuado para el comportamiento económico del año en curso, un parámetro de crecimiento conservador de más de 6.5%.

Dado que el modelo requiere un estimado por rama de actividad económica, se procede, como primera aproximación a estimar un crecimiento lineal con base en los últimos años; para posteriormente realizar ajustes de acuerdo a indicadores recientes de algunas actividades y al mismo tiempo de verificar el objetivo de mantener las estructuras participativas, similares a las mantenidas históricamente, a menos que los indicadores predigan lo contrario. En el Anexo I-3, Cuadro No. 4 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes.

Con respecto al futuro inmediato, año 2017. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos, que mantienen perspectivas favorables para el estado de la economía en el próximo año. Estas entidades asignaban en principio a Panamá un crecimiento moderado de la economía, entre 5.0% y 7.0%,[42] pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantenía una expectativa medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en la entrada en operación de los mega

[40] La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

[41] Información de la economía nacional, fue divulgada oficialmente por el INEC, el día 28 de marzo del 2017. El registro oficial para el año 2016 fue de 4.9 con cifras trimestrales de 5.0, 5.3, 4.7 y 4.5 %, respectivamente del primer al cuarto trimestre.

[42] WB 5.4%, CEPAL 5.9%, FMI 5.8%. Moody's 6.0%, Fitch 5.0%

proyectos en ejecución, más en razón al comportamiento de las actividades económicas del primer semestre, se inclina por cifras mucho menos satisfactorias. Algunas consultoras privadas de asesoría económica, desde el año anterior consideraban una expectativa de crecimiento más conservador, para lo cual estimaban un rango del PIB entre 5 y 6.5%.

El análisis sectorial y por actividad económica del año anterior, 2016, lleva a presentar el pronóstico del próximo año, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen, la posibilidad amplia de diferente derrotero económico, consecuentes con posibles impactos externos y de las variantes estructurales que se desarrollen en el ámbito interno. Los escenarios conllevan alcanzar como registros máximo, promedio y mínimo, de 7.3, 5.3, 3.8%, respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI[43] .

Las últimas proyecciones emitidas por el FMI, mantienen una perspectiva favorable para Panamá, de 5.7 % para el año y de 2017 y de 5.5% para un promedio sostenido en el mediano plazo, año 2021.[44] Con un panorama, complementa con una inflación controlada, una deuda publica dentro de los parámetros fiscales y un decreciente déficit fiscal. Por otro lado, el FMI, advierte que Panamá debe preocuparse de un escenario de incertidumbre en el ámbito internacional

En el Anexo I-3, Cuadro No. 6 se presenta el PIB estimado para el año 2017, por escenario, división económica y actividad.

Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo

Como mencionamos anteriormente El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo en la tendencia histórica de los últimos años. Más, específicamente, aquellos años registrados como la última racha de crecimiento de la economía nacional. Periodo a partir del año 2001, el cual se puede subdividir en dos sub-periodos, con un punto de inflexión en el periodo 2009-2008, crisis económica mundial.

En su primera parte, del 2002 al 2008, los primeros siete años se caracterizó, por un crecimiento sostenido, promedio de 7.2%. Consecuente con un comercio mundial creciente, y sus

[43] A la fecha los organismos internacionales, se zarandean entre una leve contracción de -0.3% a un bajo crecimiento de menos 1%, para América Latina, pero al mismo tiempo vaticinan que Panamá, República Dominicana tendrán rendimientos sobre 6 %.

[44] Ultimo Reporte de Misión del FMI, del 17 de marzo del 2017.

efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de la zonas francas (ZLC, Petróleo).

Además, durante ese periodo se da un desarrollo inmobiliario de alto costo, en conjunto con el incremento del turismo de temporada y el denominado "turismo residencial" de ciudadanos extranjeros de medianos y altos ingresos que invierten en residencias permanentes, al incremento en la inversión extranjera (IED) con respectivo impulso de los servicios de intermediación financiera.

En contraposición, al comportamiento del indicador en ese periodo, especialmente los últimos tres años, 2006-2008, para una tasa acumulada anual de 9.75%, la economía nacional debió superar una crisis global, que desaceleró el desarrollo a nivel del comercio mundial, con efectos desastrosos en el ámbito mundial, impactando en la economía nacional con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos. Dada la inserción de la economía nacional en el entorno económico mundial, el cual paso por la mayor crisis económica-financiera de las últimas décadas, concluyó el año 2009 con un indicador de 1.6%. [45]

Por consiguiente, luego de un ciclo de alto crecimiento económico interno (PIB), reflejado por un alto promedio anual del indicador de 8.7% anual, y una tasa alcanzada en los años 2007 y 2008, de más de dos dígitos, 12.1 y 8.6% respectivamente. La desaceleración del año 2009, con un registro preliminar de aproximadamente 1.6 %, casi un quinto menor, del promedio de los últimos años. Con lo cual, Panamá limitó en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico (2004-2008).Para luego retomar el buen desempeño de la economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 8.9%, para el periodo trianual 2010-2012.

En el cuatrienio siguiente, años 2013-2016 la economía nacional baja en forma paulatina, su ritmo de crecimiento a, 6.6, 6.1, 5.8%, a un 4.9% en el último año, para un promedio anual de 5.9% Lo cual indica una nueva tendencia hacia un crecimiento sostenido más estable, o sea un parámetro aproximado, al llamado ***"potencial de crecimiento de la economía nacional"***.[46]

[45] INEC, Registros revisados del año 2008 y año 2009.

[46] Tasa de crecimiento de PIB, que resulta compatible con la utilización normal o potencial de los factores de Producción (Capital, Mano de obra y tecnología disponible).

Con el fin, de precisar con la mayor exactitud posible, el futuro rumbo de la economía nacional, entro de los siguientes quince años de análisis. Se utilizan, a partir del PESIN 2009-2023, los pronósticos del PIB, derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidos en el estudio de la Consultoría Económica INTRACORP, revisado en abril de 2006.[47]

Cuál era en su momento, el estudio vigente, más completo y disponible, dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que señalaban el rumbo del crecimiento nacional. Pero el análisis posterior de estos supuestos, no fueron validados en el tiempo. Esta concepción integral del resultado futuro de la economía nacional, en el transcurso de los años 2006-2011, variaron ostensiblemente con respecto a los registros alcanzados por el PIB, en este periodo. Consecuente con nuevas realidades del ámbito internacional y de la propia dinámica interna de la economía doméstica.

Con lo cual se presenta un desfase evidente, del real desempeño económico del país, ante las estimaciones pronosticados por INTRACORP, conceptuadas dentro de un panorama económico menos favorable, como muestra la **Tabla 10**.

[47] Análisis de "Evaluación Socio Económica del programa de Ampliación de la Capacidad del Canal, Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas ", documento elaborado por INDESA, para Autoridad del Canal (ACP)

COMPARACION TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB
ESCENARIOS DEL INTRACORP 2005-2010 vs REGISTROS REALES
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL
EN UNIDADES PORCENTUALES

PERIODO	AÑOS	REGISTROS REALES	TIPO	MEJOR ESCENARIO	ESCENARIO MAS PROBABLE	PEOR ESCENARIO
1	2005					
2	2006	8.53	(R)	8.96	8.01	6.87
3	2007	12.11	(R)	5.00	4.35	3.70
4	2008	10.12	(R)	6.41	5.84	5.38
5	2009	3.86	(R)	6.61	6.14	5.77
6	2010	7.45	(P)	6.56	5.88	5.57
7	2011	10.85	(E)	2.34	1.78	1.43
	PROMEDIO	**8.82**		**5.98**	**5.33**	**4.79**

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006
Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios seleccionados.

Tabla 10: Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB

En donde las tasas presentadas por INTRACORP, se quedaron cortas con respecto a los registros de crecimiento alcanzados, en el último quinquenio. Es así, como en la mejor opción o sea el escenario optimista, las diferencias han sido en promedio de casi 3 puntos porcentuales, con respecto a una tasa promedio real, como muestra el **Gráfico 10**. En el año 2011 esta diferencia se acentúo a no menos de 7 unidades porcentuales, de acuerdo a la concepción de crecimiento del informe de INTRACORP.

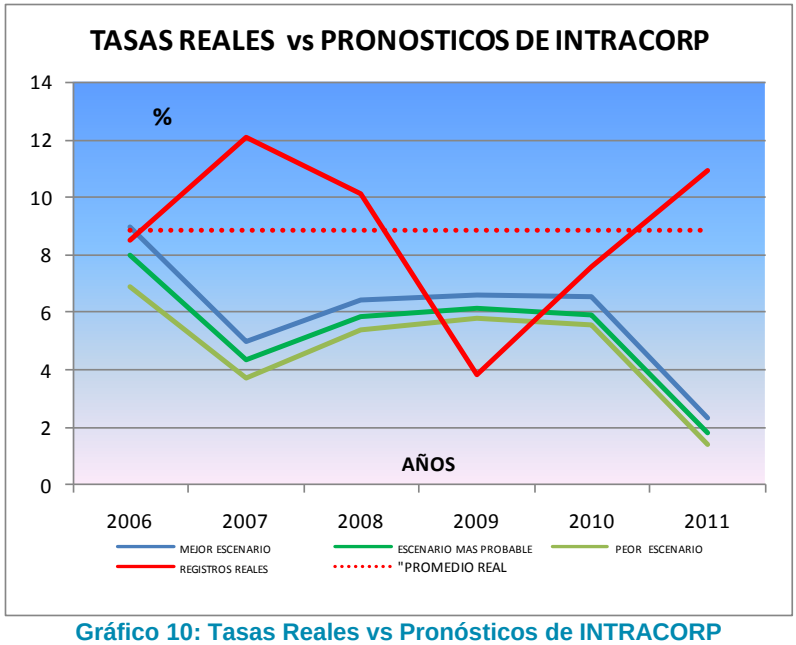


Gráfico 10: Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP

Por consiguiente, en el PESIN 2013-2027 se decidió apartarnos de esta perspectiva, utilizando en el corto plazo, años 2013-2016, el promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera, pues estos pronósticos contemplan una visión más reciente y documentada de los fenómenos económicos recientes, que interactuaban a nivel global y doméstico.

Con lo cual, los pronósticos del PIB se enmarcan en perspectivas positivas de crecimiento, las cuales se fundamentan, en el supuesto de "un ambiente económico internacional de mayor crecimiento, con un comercio regional y mundial más dinámico", las cuales derivarían en unas tasas estables de crecimiento mundial, durante todos los años del periodo pronosticado. A lo interno, estas perspectivas se complementarían en el corto plazo, con factores dinámicos internos, derivados de la operación exitosa del tercer juego de esclusas del Canal, a un suave aterrizaje del auge de la construcción, al impulso sostenido del turismo a lo largo del territorio nacional y a la inversión pública sostenida de obras de infraestructura. Con lo cual, es esperar que este crecimiento sostenido, se aproxime al 5% anual, o sea, una "tasa potencial" de la economía nacional.

Sin embargo, de considerar aquellas situaciones desfavorables que afectan este panorama positivo, estaríamos ante escenarios más conservadores o hasta la presencia de un panorama económico totalmente pesimista. En contraposición, a las esperadas y favorables expectativas del crecimiento económico, se han presentado últimamente algunos nubarrones, que presagian tormentas económicas. Señales, como un pulso de la economía mundial a la baja, ante un ciclo económico mundial, posterior a la crisis financiera del 2008-2009. La recuperación posterior a la crisis ha sido, en el mejor de los casos, mediocre. Mientras tanto, la inflación a nivel mundial, afecta en forma incremental, a las de las economías del mundo industrializados, en el logro de los objetivos de sus bancos centrales",

China, otro motor de la economía mundial, que creció por sobre el 10% entre 1980 y 2011, está inmersa en una desaceleración económica, que la tiene creciendo en el presente, cerca del 6%. China, como la segunda economía del mundo, impulsa en la actualidad dolorosas reformas internas, para abordar el aumento de la deuda, una inflación en mercado inmobiliario y la ralentización de los créditos para inversión. Con lo cual, deberá depender, cada vez más del consumo doméstico y de la inversión privada, sin los beneficios de una actividad creciente de exportación, que le permitan crecer al AP a dígitos aceptables, para mantener condiciones crecientes de desarrollo

Los potenciales efectos negativos de acontecimientos recientes, como el "Brexit" y de los resultados de las decisiones aislacionistas del nuevo

presidente de los Estados Unidos, están aún por verse. Pero al presente, la economía mundial, que sigue ralentizada, recibe señales que giran hacia el desmantelamiento de la globalización y hacia una nueva era de proteccionismo, factores externos negativos, para el desarrollo del sector terciario de la economía nacional.

A lo interno, se mantienen obstáculos en el desarrollo dinámico peculiar de nuestra economía. Muy en especial en aquellas actividades que fueron en estos últimos años los principales motores. Actividades del sector terciario, como la reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC) y de potenciales retos a la operación de la Ampliación del Canal con la disminución del transporte Marítimo y a la competencia portuaria por parte de nuestros vecinos inmediatos.

Este sector terciario, ha sufrido últimamente golpes significativos, especialmente en el sub-sector de la reexportación, compras en la ZLC, primero por la restricción de divisas por parte de Venezuela, y en menor medida por otros países de la región, asociado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia. El primero, por provocar un desbalance en un gran sector de empresas de este enclave económico, con lo cual se crea un fantasma de quiebra, que se materializa en el año 2015, por una Resolución de la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP), exigiéndoles a los Bancos con cartera riesgosas en la ZLC de establecer reservas o la provisión especifica de los préstamos que se otorgan en la zona franca, y a que las últimas decisiones del gobierno venezolano, hacen casi imposible que se salden las mercancía recibidas a crédito.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos re-exportados no provenientes de países que tuvieran tratados comerciales. Haciendo énfasis en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros de manufactura colombiana, produjo desde el año 2014, inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región aledaña.[48]

La ralentización del intercambio mundial, consecuente con políticas aislacionistas y proteccionistas, disminuirán significativamente el transporte marítimo, con lo cual, han de disminuir y/o se postergaran los ingresos por peaje, con efectos inmediatos y retardados en las perspectivas de todas aquellas actividades conexas al emporio de transporte.

La importancia de la actividad canalera y de las actividades conexas sobre el PIB global en los últimos años (1/5 del Producto), origina en primer lugar, perjuicios importantes en la proyección de la economía nacional, en el corto plazo, lo cual infiere a su vez, nuevos dilemas, en las proyecciones de energía eléctrica, en el corto y mediano plazo

[48] A la fecha, La Organización Mundial del Comercio (OMC), ha fallado dos veces a favor de Panamá, en este diferendo comercial, pero Colombia se niega a cumplir los fallos.

Perspectivas del Sector Manufacturero

Con respecto, a la Industria Manufacturera, el historial estadístico, no vislumbra en primera instancia, elementos que muestren en los próximos años, fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y aun recesivos. Pero en cambio, algunos voceros del sector, miran el futuro inmediato de manera positiva, que se fundamentan, en el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la economía, del desarrollo exitoso de los diversos tratados de comercio negociados con Estados Unidos, Centroamérica, Chile y la Comunidad Europea entre otros presentan oportunidades que podrán ser aprovechadas por el sector.[49]

Según voceros del sector, "los indicadores económicos del sector dan muestras de crecimiento en magnitudes por encima del 5%, especialmente en productos agroindustriales dirigidos a la alimentación y las bebidas que podrían estar creciendo aproximadamente en 4%".[50] Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

Aunque, el sector manufacturero había mantenido históricamente su participación estructural en el PIB de más de un 9%, durante gran parte de los registros de 1970-2000; Llegando a su máximo en el año 1997 con una participación de 11.7%.[51] No obstante la motivación intrínseca del sector manufacturero, las tasas de crecimiento futuras de la industria, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2015, la producción industrial ha disminuido, la cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB (PIBREA), gracias a la dinámica de los otros sectores económicos y al propio agotamiento

[49] Esperanza en la globalización, sin considerar, las voces de aislacionismo y proteccionismo, de parte de la nueva administración norteamericana, de enero del 2017.

[50] Ídem.

[51] El mejor periodo de esta actividad ocurrió entre los años 1993-1990, cuando el promedio anual de participación fue de 10.8%

de viejas políticas en que se sustentaba el sector, llegando en el 2015, hasta una participación de solo 5.3 %, la mitad del parámetro obtenido a inicios del presente siglo, lo que corresponde a una tasa de declinación de la actividad de aproximadamente 3.8 % anual.[52]

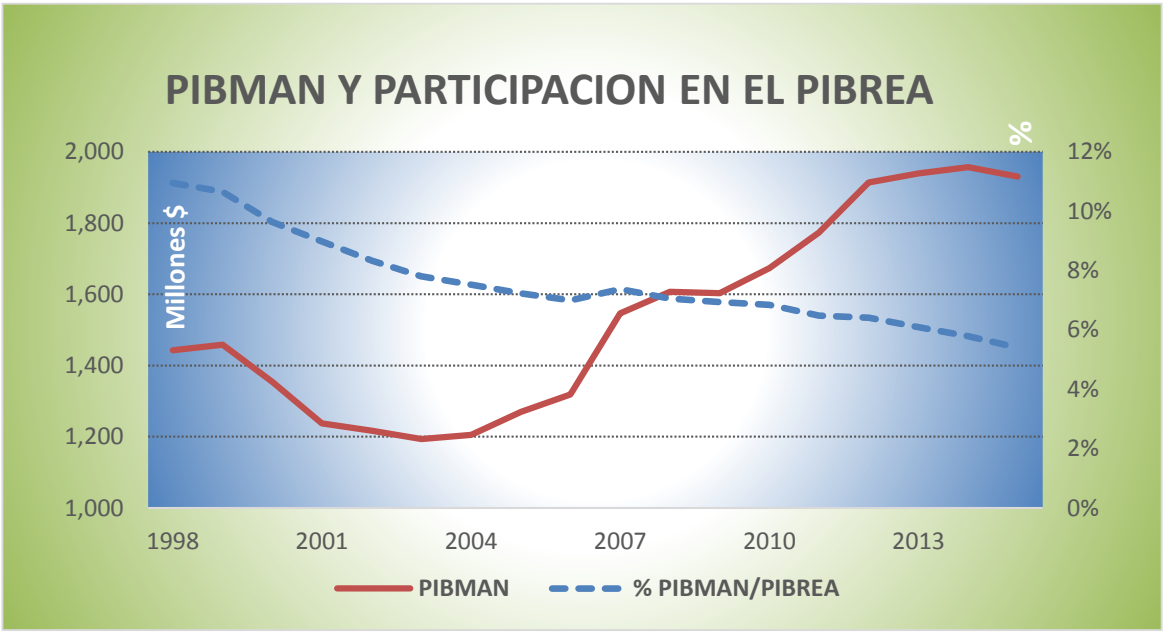


Gráfico 11: PIBMAN y Participación en el PIBREA

Para que el sector manufacturero alcance tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van más allá de la adaptación y modernización del mismo que le permitan competir no solo en el mercado doméstico, sino aprovechar las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior, en un entorno competitivo que se incrementa periodo a periodo. El **Gráfico 11** evidencia la actual declinación de la actividad netamente industrial, identificando cada vez más nuestra economía nacional como una economía de servicios. Mientras se incrementa el consumo global de la energía eléctrica, en el tiempo, el consumo especifico de la industria se mantiene constante, pasando de una participación de 14% a 8% en el periodo 1998-2015.

[52] Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT).

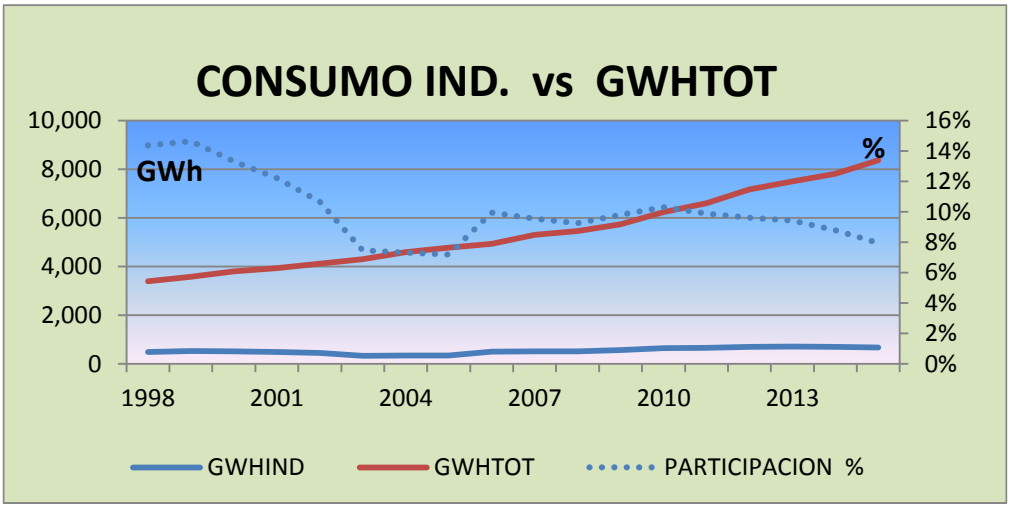


Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT

En consideración a estos antecedentes, se infirió el parámetro adecuado para fijar el techo de las proyecciones del sector manufactura. En el caso del Escenario Moderado se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 4%, con tasas que representen el derrotero "ideal" del sector. Para el Escenario Optimista se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Con respecto al escenario pesimista se aplican tasas disminuidas, más acordes con comportamiento de la variable en estos últimos años.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía eléctrica, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes y que su consumo actual no sobrepasa el 10% de las ventas totales de energía en el sistema.[53] Es un segmento de consumo, en que los crecientes costos de la energía eléctrica, que el sector ha debido soportar, se convierten en un freno adicional a la dinámica del sector. Efecto oneroso que depende de la estructura participativa de estos costos en los diferentes procesos de transformación. Con lo que se convierte en una condición negativa más, que contribuye a la recesión de este sector de consumo, lo que aceleraría su actual línea declinante.

Por otro lado, existen oportunidades, o sea fuerzas positivas hacia el incremento del consumo eléctrico, por

[53] De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP.

medio del incremento del valor agregado de productos de exportación y re-exportación. Las condiciones cambiantes proclives al desarrollo del área de transporte multimodal específicamente el aéreo y marítimo, favorecen la introducción de servicios de refrigeración, empaque y distribución de productos latinoamericanos hacia aéreas lejanas del globo. Pero, cualquier repunte significativo e imprevisto de este tipo de consumo, en aéreas especificas del país, sin los debidos refuerzos del sistema eléctrico nacional, podrían originar en el mediano plazo, importantes fallas de potencia y/o de energía.

En consecuencia, se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento del sector manufacturero para el periodo de pronósticos 2017-2031, de 2.6, 3.0 y 2.1%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista. En el Anexo I- 3, Cuadro No. 9 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura).

En el Anexo I-3, Cuadros No. 10, 11 y 12, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según los tres escenarios del Pronostico 2017-2031. En el Cuadro No. 13, se presenta un resumen consolidado de la información de los cuadros anteriores.

INDICADORES ELÉCTRICOS

A continuación, se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas de las principales variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Consumo de Energía Eléctrica Total GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país, como se aprecia en la siguiente gráfica.

Pero, como se observa en el grafico a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB, mientras la demanda eléctrica es levemente menos espectacular. Además, se destacan, los últimos seis años, 2010 en adelante, cuando se produce nacionalmente más producto versus unidad de electricidad consumida en el país, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico.

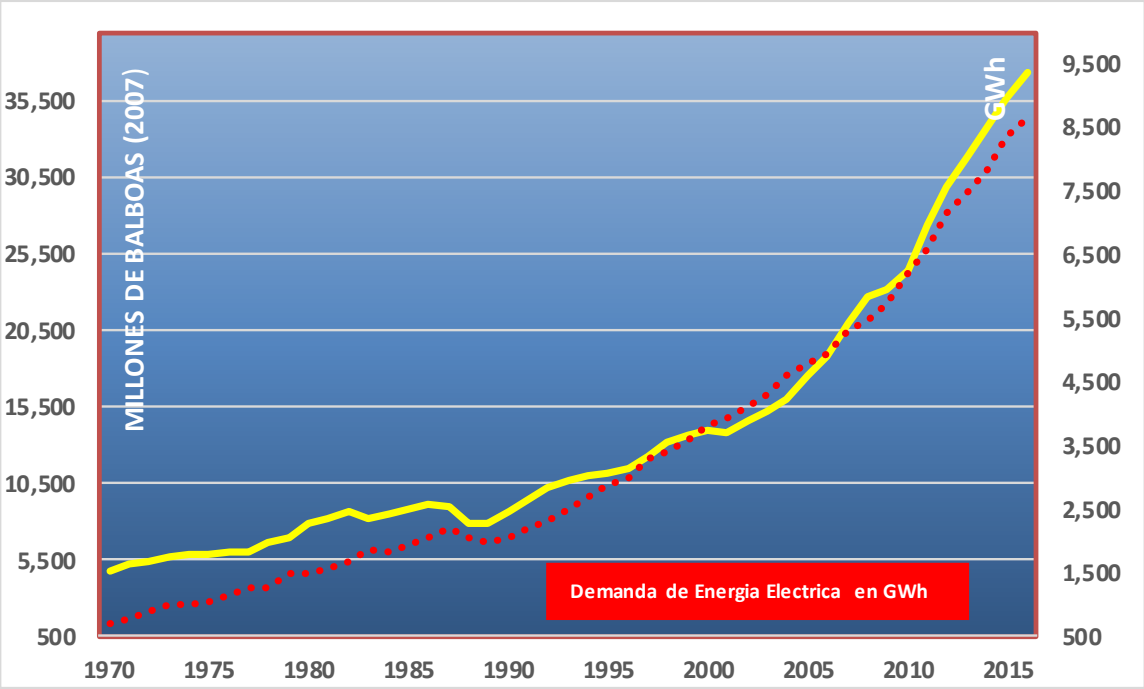


Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica

En realidad, las curvas, muestran tres etapas bien diferenciadas, la primera años 1970 -1990 en la que el PIB crece a una tasa sostenida de 3% anual. Luego, tenemos una segunda etapa, años 1991 -2005, en que el producto crece a 5% anual. Finalmente, la última etapa 2006-2016, 10 años, en que el producto crece a una mayor tasa anual, 7%., como se evidencia en las tablas siguientes:

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y VENTAS TOTALES DE ENERGIA																				
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	13,170.3	13,686.4	14,058.0	13,791.5	14,595.6	15,291.7	16,021.7	17,546.6	18,839.2	20,958.0	22,762.8	23,126.7	24,460.5	27,348.8	29,873.0	31,851.9	33,780.0	35,731.6	37,471.8	6.0%
VENTAS TOTALES (GWh)	3,392.3	3,578.0	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.8	4,594.6	4,781.1	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,737.9	6,232.7	6,599.6	7,170.1	7,497.7	7,822.6	8,368.6	8,648.5	5.3%
PIB/ VENTAS TOTALES ($/kWh)	3.882	3.825	3.698	3.506	3.549	3.551	3.487	3.670	3.819	3.956	4.167	4.030	3.925	4.144	4.166	4.248	4.318	4.270	4.333	0.6%

Tabla 11: Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE																				
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	13,170.3	13,686.4	14,058.0	13,791.5	14,595.6	15,291.7	16,021.7	17,546.6	18,839.2	20,958.0	22,762.8	23,126.7	24,460.5	27,348.8	29,873.0	31,851.9	33,780.0	35,731.6	37,471.8	6.0%
EE DISPONIBLE (GWh)	4,295.8	4,474.5	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,150.5	9,905.9	10,205.4	4.9%
PIB/ EE DISPONIBLE ($/kWh)	3.066	3.059	2.830	2.758	2.795	2.862	2.876	3.072	3.214	3.376	3.564	3.424	3.355	3.541	3.573	3.652	3.692	3.607	3.672	1.0%

Tabla 12: Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible

PRODUCTO INTERNO BRUTO INDUSTRIAL Y CONSUMO ELECTRICO INDUSTRIAL																				
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	1,443.0	1,458.4	1,354.0	1,237.7	1,217.0	1,193.6	1,205.4	1,269.6	1,318.8	1,546.0	1,607.2	1,603.3	1,673.2	1,773.1	1,913.8	1,939.1	1,956.7	1,930.5	1,876.9	1.7%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	487.6	524.3	506.4	480.6	438.6	321.7	336.4	343.5	490.7	506.1	505.9	562.0	642.9	653.0	689.1	705.7	688.2	665.6	707.8	2.1%
PIB $_{INDUSTRIAL}$/ CONSUMO ($/kWh)	2.959	2.782	2.674	2.575	2.775	3.711	3.583	3.696	2.688	3.055	3.177	2.853	2.602	2.715	2.777	2.748	2.843	2.900	2.652	-0.6%

Tabla 13: Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial

En las tablas anteriores, se observa como el producto real versus el consumo eléctrico total, representado por las ventas totales o por la energía disponible, reflejan el modo de uso de la energía eléctrica para crear producto. De estas cifras se deriva del **Gráfico 14**, en donde se puede observar, que inicialmente se tiene un periodo negativo (1999 -2003), en que se consumió más energía por unidad de riqueza creado.

En el periodo subsiguiente, 2004-2008, el sistema mejoro el uso de la energía eléctrica, creando más riqueza por kWh consumido. Esto puede llevar a la concepción de una falsedad, al pensar que a partir del 2004 el sistema nacional es más eficiente en el uso de la energía eléctrica, cuando se debe considerar que gran parte del producto nacional proviene del sector servicios, cuyo consumo eléctrico no varía significativamente con el valor agregado, aportado por las actividades del sector. Esto es así, en razón de las características propias del sector servicios.

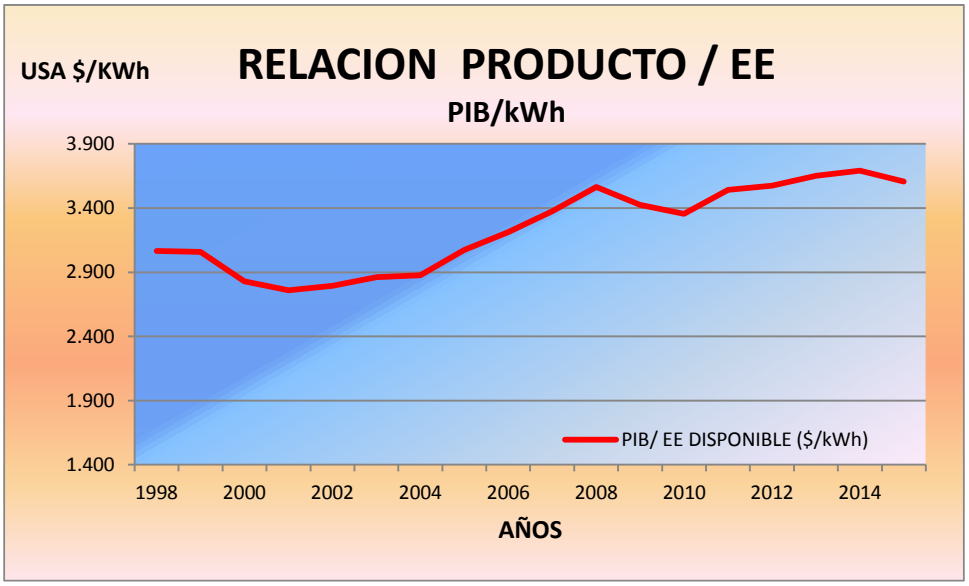


Gráfico 14: Relación PIB / EE

Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND

Por otro lado, el valor agregado del sector industrial, segmento de consumo que es reconocido por la intensidad de consumo energético, que en el caso particular de este informe esta medido por el uso de la energía eléctrica, mantiene un indicador inestable, pero declinando, con una tasa anual sostenida para el periodo 1998 - 2010 de -2.9%. Este indicador de Producto por kWh insumido, paso de 3 en 1998 a un estimado de 2.65 en el año 2014. Con lo que se infiere que el sector consume

más energía eléctrica por unidad de valor agregada aportada por año.

Al plasmar esta información en una gráfica, se observa que controversialmente dentro del periodo 1998-2003, el de mayor caída del producto del sector industrial, con un parámetro sostenido de -4.0% anual, se dio el mayor crecimiento de la relación producto vs consumo eléctrico, el cual pasó temporalmente de un valor de 2.8 $ de producto por kwh consumido, en el año 2002 a un parámetro de 3.7 en el año 2003, un crecimiento de 33%.

La interpretación de este fenómeno es difícil, en el periodo analizado se escenificó el retiro de gran parte del parque industrial semipesado, el cual se sustentaba en la llamada política de "sustitución de importaciones", proceso agotado por la implementación de un nuevo orden mundial de comercio, el *"mercado global"*. Con lo cual se infiere, que gracias a la fuerte competencia delas importaciones en el periodo, se retiró gran parte del parque industrial existente e ineficiente en el uso de la energía eléctrica, o que el valor agregado aportado por el sector fabril, fue de mayor cuantía.

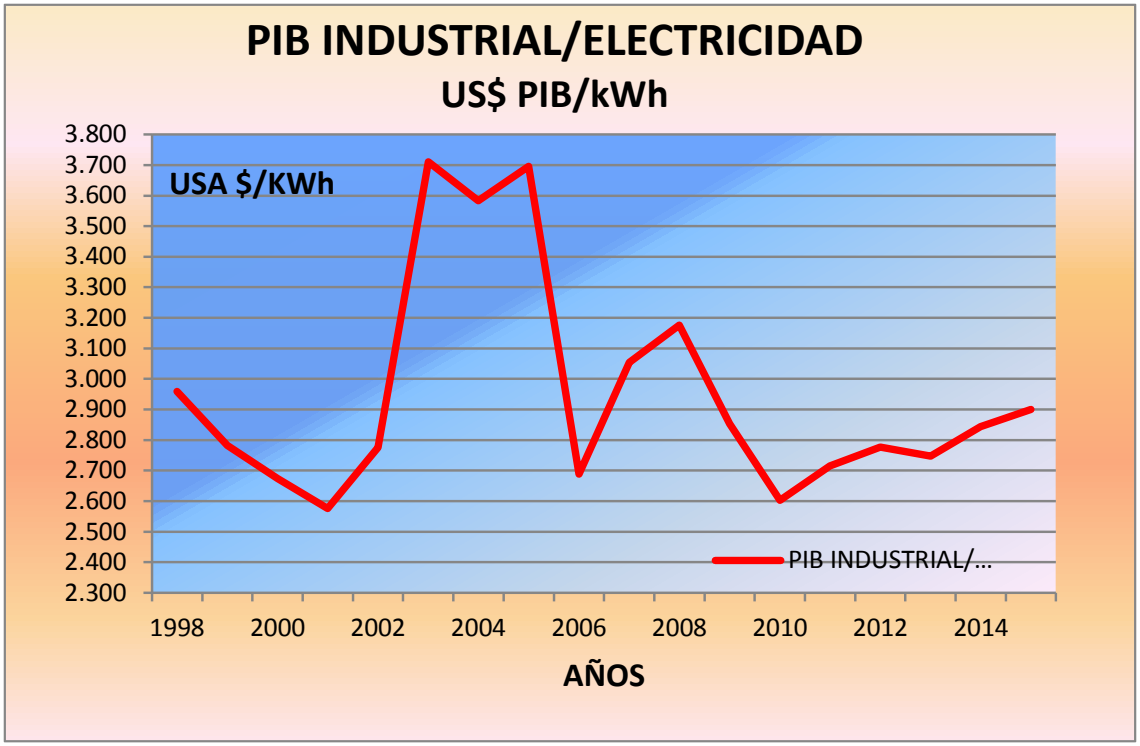


Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad

Como se observa en el **Gráfico 15** y se plasma en la **Tabla 14**, se muestra del año 2005 al año 2008, un nuevo pico de eficiencia en donde crece el valor del producto con respecto a la energía consumida. Del 2008 al 2010 el valor del producto industrial disminuye con respecto a la energía consumida, como efecto colateral de la crisis global del año 2008 y en donde pierde valor el producto. En este corto periodo, el producto crece 2% anual, mientras el consumo eléctrico crece 14%. En lo que infiere, una producción de menor valor agregado, mientras se utiliza en mayor cuantía del recurso eléctrico.

Del año 2010 a la fecha, año 2016, el derrotero de esta actividad es totalmente irregular, el valor agregado crece del 2010 a 2014 en 4% anual, mientras el consumo de electricidad registrado se mueve erráticamente para un incremento 2% anual. En cambio, en los últimos dos años el valor agregado de la industria disminuye con respecto a los registros alcanzados en el año 2014, en 2% anual mientras el consumo eléctrico de esta actividad se incrementa en 1%. Con lo cual se valida, el retroceso de la actividad fabril.

El análisis para todo el periodo 1998 - 2016, desde la restructuración del sector eléctrico a la fecha, muestra una tasa de crecimiento sostenida del valor del producto industrial de solo 1.5% anual, mientras la energía eléctrica consumida por el sector fue de 2.0%.[54] La combinación de ambos indicadores muestra una declinación del valor agregado de esta actividad por unidad de consumo eléctrico, la cual ha mantenido una tasa declinante de 0.6% para todo el periodo analizado.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS POR PERIODO				
PERIODOS	**1998-2202**	**2203-2008**	**2009-2015**	**1998-2015**
PIB INDUSTRIAL (MILLONES $)	-4%	6%	3%	1.7%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	-3%	9%	3%	1.8%
PIB INDUSTRIAL / CONSUMO(kWh)	-2%	-3%	0%	-0.1%

Tabla 14: Tasas Anuales Acumulativas por Periodo

Con respecto al impulso económico de Panamá, estos registros de producto industrial, se traduce en la pérdida de importancia de esta actividad ante el sector terciario, servicios. Para contrarrestar esta tendencia el sector requerirá de inversiones significativas, la búsqueda de oportunidades no tradicionales, para una mejor utilización del equipamiento o de mejores procesos de producción.

[54] Para mayor detalle ver las Tablas 1.12 y 1.13

Balance Eléctrico

A continuación, se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

Oferta

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

Demanda

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

Balance

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2015) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 46% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 54% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

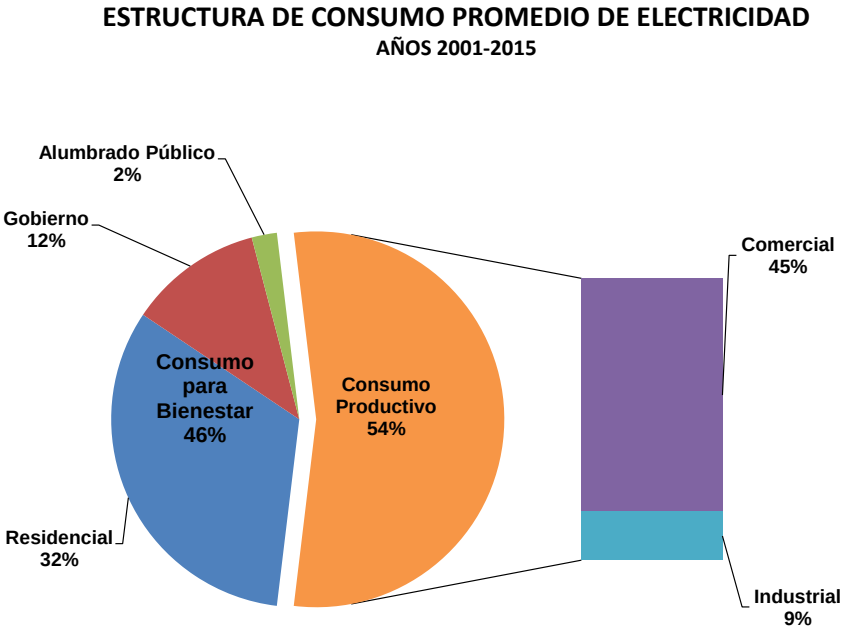


Gráfico 16: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015

Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2016, la potencia eléctrica Instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 2,830 MW,[55] mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,618.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2016 es de 10,573 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzaran 8,648 GWh.[56]

Demanda Máxima

Tanto en la **Tabla 15**, como en el **Gráfico 17**, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales, no menores de 4%. Destacándose dos periodos bien definidos, 1970-1979 con 8% y los últimos seis años 2010-2016 con un de crecimiento anual sostenido, de casi 5%.

PERIODOS	MAX	INCREMENTO		
		TOTAL	PROMEDIO	ANUAL
	MW	MW	MW	%
1970-1979	285.4	146	16	8.3%
1980-1989	474.8	161	16	4.6%
1990-1999	754.5	308	31	5.4%
2000-2009	1,122.0	367	37	4.0%
2010-2016	1,590.0	468	67	5.1%

Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG

Como dato adicional se observa el incremento creciente de la demanda anual exigida al SIN, pasando de aproximadamente 16 MW a 67 MW,

[55] Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución y el volumen de oferta de ACP al SIN. Por otro lado, se incluye los 29.4 MW de Sistemas Aislados.(19.9 MW de la zona este de la Provincias de Panamá, Darién y área del Golfo de Panamá. En el año 2014 se retiraron los 8.9 MW de Petroterminales.

[56] Incluye 165 GWh de generación Eólica 1.7 GWh de generación fotovoltaica.

en 30 años. En especial en los últimos 17 años, correspondientes a los periodos 1999 –2000 y 2000-2016, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, en el cual, la DMG ha estado creciendo en un promedio anual de aproximadamente 50 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años.

La década anterior 2000-2009, la DMG creció a una rata de 4.0%, aproximadamente 37 MW por año. Mientras que en los últimos seis años 2010-2016, la demanda creció 5.1% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 67 MW por año. Destacándose, los registros del periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 97 MW y el periodo anual 2015-2014 en que la DMG creció, 110 MW. Para crecimientos porcentuales de 8 y 7.4%, respectivamente.

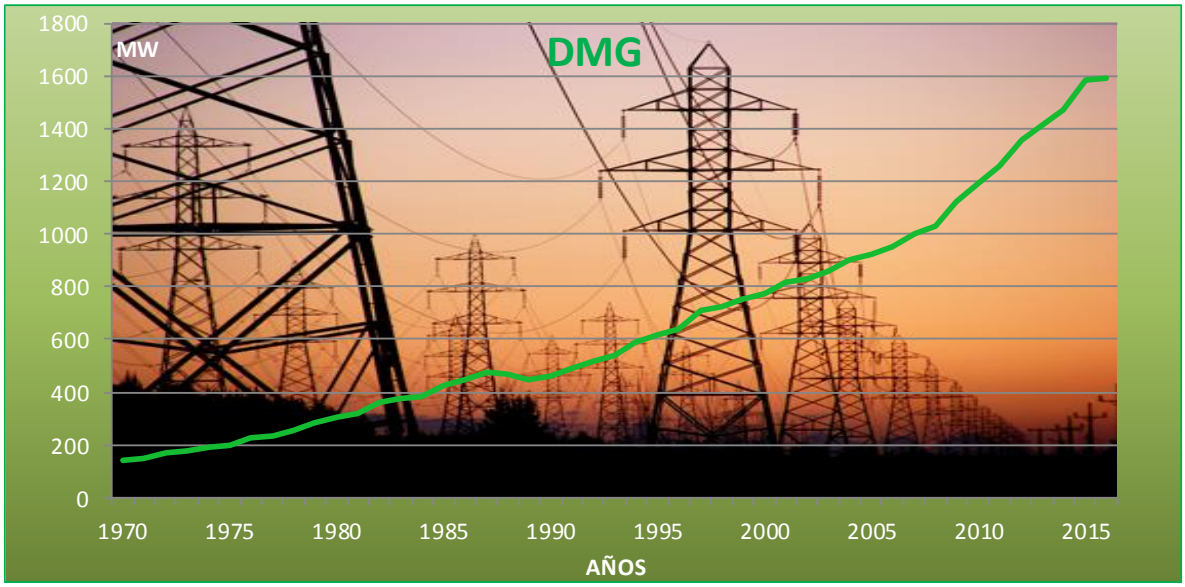


Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales, deberán ser explicados por la incorporación simultanea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de magnos centros comerciales en la ciudad de Panamá, así como la construcción de complejos comerciales en las principales ciudades del País. Por otro lado, la oferta del SIN fue presionado por la entrada en operación de la capacidad máxima de dos mega proyectos estatales, primera etapa de la Planta de Tratamientos de Aguas Residuales (PTAR) y bombas conexas y de la operación a su máximo de la Línea 1 del Metro de Panamá.

Inexplicablemente, dado el comportamiento de la demanda máxima de electricidad, en los últimos años, se registró en el año 2016, un

mínimo incremento de 6 MW de la DMG, un crecimiento de solo 0.4%, con respecto al año anterior. Incremento de la DMG, solo comparables con registros del sistema interconectado de los años 1988-1989.[57]

Es importante mencionar, que en los registros de la Demanda Máxima del Sistema Interconectado Nacional, del periodo 1999-2016, no se incluye el equipamiento total de la generación eléctrica de la ACP, solo la oferta contratada.

Factor de Carga (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo.

En consideración al comportamiento histórico del FC, el Modelo desarrolla la siguiente ecuación, del cual se deriva el estimado del factor. Es la relación del pronóstico de la sumatoria de los sectores de consumo, entre la DMG por el total de horas anuales.

Factor de Carga = Energía Eléctrica Disponible *1000/ (DMG * 8760h)

De acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, el FC del SIN mantuvo una estabilidad consistente a través del tiempo para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.[58] En un sistema eléctrico en que el consumo residencial, representó el 26%, esta evolución, estuvo asociada a tradicionales patrones de consumo de la energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo, escasas e ineficaces señales de precios que incentivaran formas de consumo más eficientes.[59]

A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que se inicia formalmente a partir del año 1999, el FC ajustado del sistema integrado tuvo leves incrementos, alcanzando en los primeros diez años 1999-2008 un factor máximo de 70.8 %. para el año 2007, con un factor

[57] Crisis Política, años 1987 -1989.

[58] Respetando la integridad estadística de la data histórica utilizada desde el inicio en el modelo de proyección, en donde no se considera el consumo interno de la ACP.

[59] Para el Modelo PREEICA, basado en el consumo total, se utiliza un factor ajustado calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá.

promedio 70.2 %, para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.[60]

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 %, pero en los años 2009 y 2010, el FC registró una importante, disminución con valores de 68.7 %, 68.9, y regresando de este comportamiento errático en los años subsiguientes 2011-2015 a registros promedios normales de 70.3 %, 70.7 % 71.0 y 71.5 %, respectivamente.

En una primera etapa, 2001-2006 el FC tuvo una tasa anual sostenida de 0.7%, para un valor promedio del periodo de 70.0 %, en cambio el periodo posterior 2007-2012 ha resultado en un crecimiento más lento del parámetro, con 0.2% de crecimiento anual, pero con un valor promedio del parámetro de 70.3 %, aun con el retroceso del parámetro en los año 2009-2010.

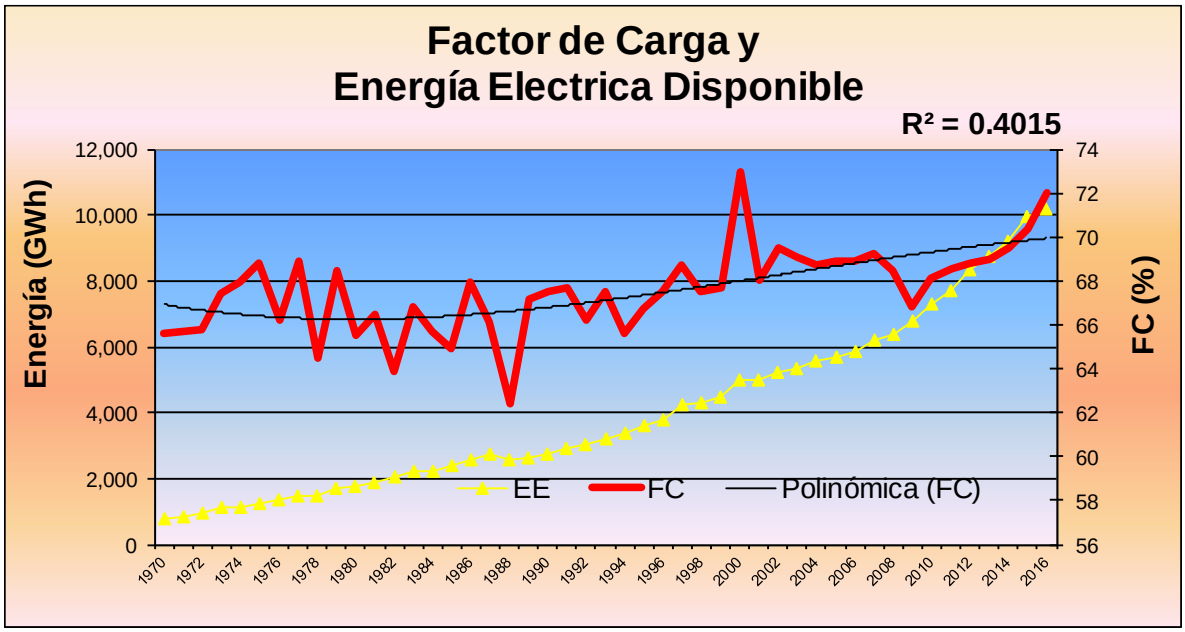


Gráfico 18: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible

El parámetro registra un punto de inflexión en el periodo bianual 2009-2010, en donde el FC presenta una caída a 66.8 % para luego subir a 68.1 %, una reducción porcentual acumulada anual del factor de 0.6%, con respecto al año 2008, el año siguiente 2011 se registra un valor promedio anual de 70.3 %, de 70.6 % en 2012, con 70.7% en 2013, 71.0 en

[60] LEY Nº 6, del 3 de febrero de 1997. Con la cual se reestructura el servicio eléctrico a partir del segundo semestre de 1998, separando y privatizando el sector eléctrico, en busca de una mayor eficiencia en la prestación del servicio.

2014, alcanzando en el último año estimado, 2014 un valor esperado de 71.5 %, solamente por debajo del valor máximo histórico en todo el periodo de análisis 1970- 2015, tope para este parámetro de 73.0%, en el año 2000. [61]

La variación no uniforme de este parámetro en el último periodo, especialmente en los años 2009-2010, es consecuente de un incremento significativo en el sistema de la potencia máxima requerida, no correspondiente con un incremento similar de la energía consumida en el sistema. Gracias al incremento del consumo eléctrico residencial y comercial no eficiente, consecuente con la alta percepción de calor, alcanzada en estos años en periodos específicos de tiempo, en ausencia de una mejora significativa del equipamiento climático de los usuarios residenciales y comerciales. Por otro lado, se tuvo un uso industrial errático, debido a los altibajos que experimentó la economía doméstica de este subsector por esos años, consecuente con la pasada crisis económica global.

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que muestra el FC, en estos los últimos años, específicamente del año 2007 al presente, está asociado probablemente a variables tales, como la mayor penetración del servicio eléctrico, dirigido a grupos sociales no viables comercialmente. Situación consecuente con la integración de sistemas aislados y del servicio a nuevas aéreas de consumo, alejadas de los actuales centros de distribución. Áreas caracterizadas por consumos bajos, lo cual implica incrementos en la potencia, sin un respectivo incremento significativo en el consumo energético, correspondiente a las características intrínsecas de esta nueva población integrada.

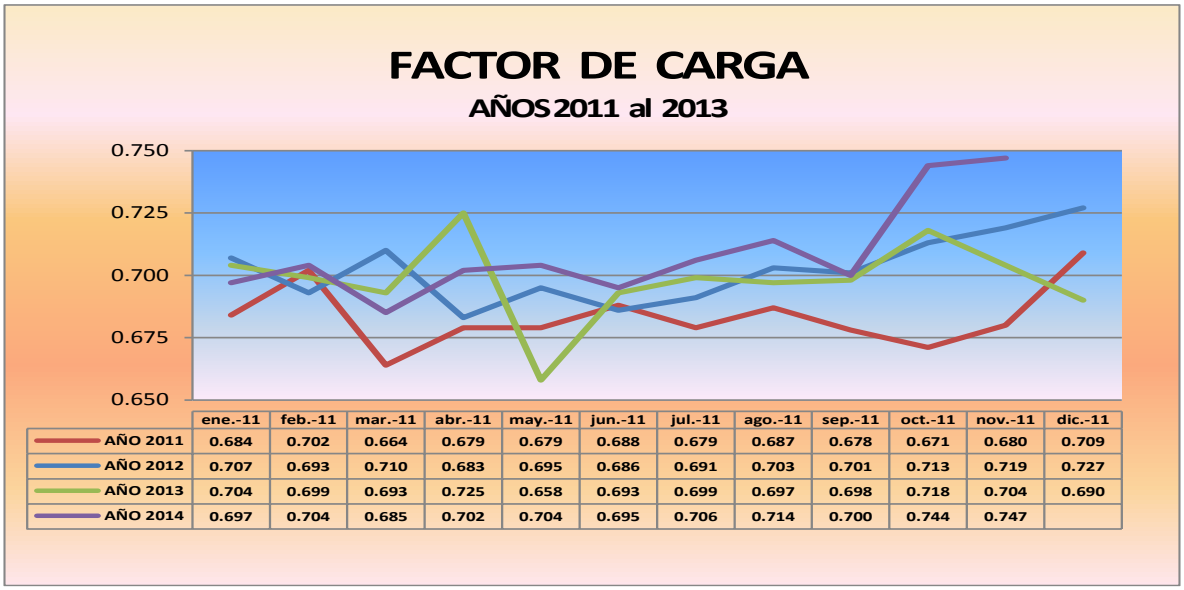
Por otro lado, se tiene un retroceso paulatino, aunque irregular en la demanda industrial, especialmente aquellas consideradas industrias semi-pesadas, uno de los principales sectores de consumo que por lo general incide en la mejora de ese factor, correspondientes a un género fabril de uso intensivo y ordenado de la capacidad eléctrica.

Igualmente, debemos considerar el impacto de la creciente actividad turística, especialmente en el periodo de verano. Del cual se deriva el efecto de población flotante, correspondiente a dueños de apartamentos de lujo en la Ciudad de Panamá y de viviendas en áreas de veraneo, que pernoctan por pocos días al año o de manera irregular. Adicional, al fuerte consumo eléctrico del sector hotelero en las temporadas altas. Subsectores de consumo, que exigen energía al sistema, en periodos puntuales, sin atención a su carga y consumo.

En los años 2011 – 2015, se observa una tendencia al incremento anual del parámetro FC, a través del

[61] Este alto valor del parámetro de 73 %, registrado por el sistema en el año 2000, no tiene una clara explicación.

comportamiento mensual del parámetro. Análisis, que indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, gracias al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera ligera y a la mejor utilización del consumo de los otros sectores básicos de consumo: residencial, comercial y oficial, consecuente con posibles repuestas a señales tarifarias de la electricidad, a la implementación obligatoria de planes de conservación y ahorro energético y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.



	ene.-11	feb.-11	mar.-11	abr.-11	may.-11	jun.-11	jul.-11	ago.-11	sep.-11	oct.-11	nov.-11	dic.-11
AÑO 2011	0.684	0.702	0.664	0.679	0.679	0.688	0.679	0.687	0.678	0.671	0.680	0.709
AÑO 2012	0.707	0.693	0.710	0.683	0.695	0.686	0.691	0.703	0.701	0.713	0.719	0.727
AÑO 2013	0.704	0.699	0.693	0.725	0.658	0.693	0.699	0.697	0.698	0.718	0.704	0.690
AÑO 2014	0.697	0.704	0.685	0.702	0.704	0.695	0.706	0.714	0.700	0.744	0.747	

Gráfico 19: Factor de Carga 2011-2013

En conclusión, la explicación al fenómeno presentado en el FC de los últimos años, se debe a la concurrencia de una diversidad de elementos, correspondientes al particular comportamiento de los principales sectores de consumo: residencial, oficial, comercial e industrial.

Por ejemplo, en el sector residencial el nivel de consumo, es influenciado por el incremento del precio de la electricidad, el cual su vez es derivado del efecto inflacionario de los combustibles importados para generación. El efecto de los mismos sobre la electricidad residencial, es medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Indicador que, en términos reales, muestra que los consumidores pagan en el año 2012, el mismo precio real de la electricidad, de acuerdo al registro en el año 2003. En el acápite sobre los precios de la electricidad, se muestra en detalle esta información.

La señal de precios en el sector residencial tiene efectos

contradictorios en la determinación del FC, pues el incremento de los precios aporta a la disminución del consumo global del sistema, pero el sector participa parcialmente en el pico DMG. Muy por el contrario cuando el consumidor recibe señales de precios a la baja, se desentiende del consumo, afectando además la carga del sistema.

Adicionalmente, la disminución paulatina del consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima, en consideración a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, contribuye a desmejorar el parámetro global del FC. La Manufactura es en la mayor parte de los sistemas eléctricos, el segmento de consumo que define en gran medida el parámetro FC del sistema, ya que de recibir las señales de precio y de regulación adecuadas, contribuye grandemente al incremento o decremento de FC.

Pero en el caso de nuestro sistema, la actividad de manufactura, carece de una verdadera industria pesada, ya que históricamente la industria nacional fue enfocada o incentivada hacia el área de "sustitución de importaciones". Aún más la existencia en el pasado de algunas industrias con operaciones de una relativa intensidad energética, se han ido retirando a medida que el "proceso económico de sustitución de importaciones" fue remplazado por creciente fenómeno económico de la "globalización".

Por otro lado, el enfoque económico del país, en los últimos años se enmarca esencialmente en los servicios internacionales, ya sea financieros, reaseguros, consultoría jurídica. A actividades de logística internacional como el transporte, almacenaje y manejo de la carga internacional, y como último pilar del mismo, el desarrollo intensivo de la actividad turística.

Estas actividades tienden a un aumento del consumo por el desarrollo de los nuevos centros comerciales, edificios de oficinas y complejos residenciales de lujo, pero a la vez sus instalaciones centrales de aire acondicionado contribuyen en demasía a los picos de demanda del final de la mañana y de los inicios de la tarde, en los días hábiles, especialmente en los días calurosos de la estación seca y en los días muy húmedos de la estación lluviosa.

Por otro lado, el sector de consumo oficial, que implemento campañas de ahorro energético, especialmente después de la crisis 207-2008, con lo cual controló en parte la tasa de incremento del consumo del sector. Pero en los años subsiguientes, por el tipo de operación propia y del inamovible horario de trabajo, el sector no pudo contribuir significativamente a la disminución de la DMG.

Todas estas consideraciones sobre el factor de carga del sistema nacional eléctrico, ayudan a explicar el siguiente gráfico, en donde se observa fácilmente, que el FC mensual, se mantiene sobre un promedio de 70.0

%. Con pequeñas caídas y que tiende a incrementar el parámetro en los meses del segundo semestre, cuando las actividades de comercio e servicios se intensifican en el país.

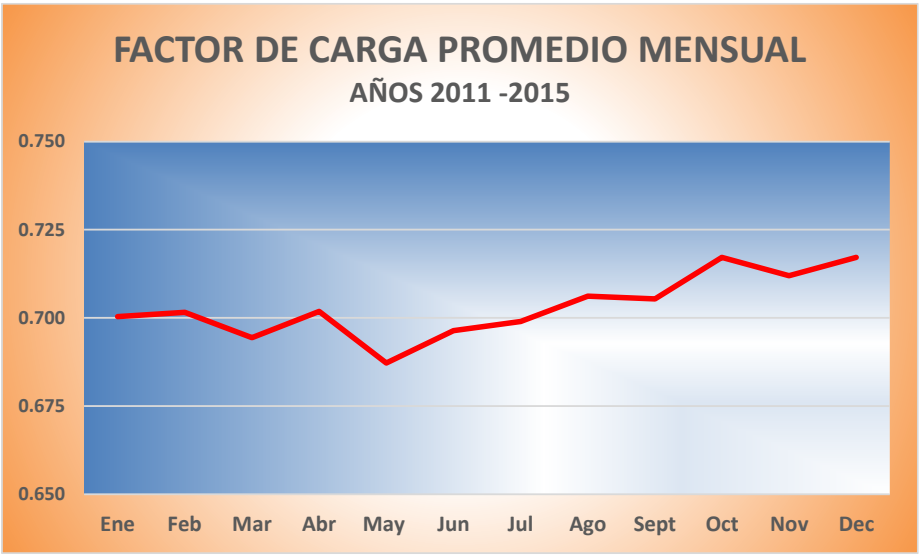


Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015

Los pronósticos del mediano y largo plazo, del Modelo de proyección utilizado por ETESA, requieren determinar o estimar exógenamente, la evolución de FC del sistema eléctrico, con el fin de calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo estimado. En primer lugar, se adicionan los consumos de áreas, aun no integradas al SIN y la demanda esperada de los futuros megaproyectos de infraestructura estatal y privada, identificados en el estudio. En el caso de la demanda residencial agregada, se asume que mantendrán, durante el periodo de pronósticos, los actuales hábitos de consumo de la sociedad panameña.

En el escenario medio o moderado, se optimiza la evolución del desarrollo futuro del sistema, con una mejora de 0.31 porcentual, en los cuatro años siguientes, al parámetro alcanzado en el año anterior. Ritmo que se debe mantener hasta alcanzar un posible factor de carga tope de 75.8 %, en el año 2031. Lo que significa un crecimiento total del parámetro de 4.5 % en 15 años.

Con respecto al escenario optimista, se proyectó el actual parámetro de FC, con la hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de uso de la energía eléctrica en los consumidores panameños, no residenciales. Esta hipótesis, considera que en el largo plazo se establecerán algunas políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requerida, que

impulsarán modificaciones de impacto a largo plazo, en el comportamiento de consumo actual.

Con lo cual, para efectos del pronóstico optimista, se proyecta una mejora en el actual parámetro de FC, que partiendo a su vez del valor ajustado de 72.5 en 2017, alcanzaría en el año 2031 un excelente factor de carga de 76.15, en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.35%.

Con respecto al escenario pesimista se plantearon condiciones levemente menos favorables, que las pretendidas en el escenario moderado, creciendo hasta un factor de 75.4 % en el último año de la serie, para un incremento anual sostenido del factor de 0.28% anual.

En el Anexo I-3, Cuadro No.14 y No. 15-A, se presentan los detalles del análisis y de los cálculos concernientes al FC.[62]

Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

Pérdidas totales = Energía Eléctrica Disponible - Ventas Totales de Energía

Donde las pérdidas totales del sistema (PT) son el resultado acumulado de las pérdidas en transmisión (PTT) y distribución (PD) con respecto a la energía disponible (EE).

Pérdidas totales = Pérdidas en transmisión + Pérdidas de Distribución

[62] Cambios mas profundos en las tasas de crecimiento y decrecimiento del factor de carga de sistema, para los escenarios pesimistas y optimistas, puede llevar a conclusiones erradas del Modelo. Pues a mayor factor de carga, la demanda máxima disminuye sensiblemente. Lo contrario, un parámetro de factor de carga disminuido resulta en una demanda máxima se incrementa.

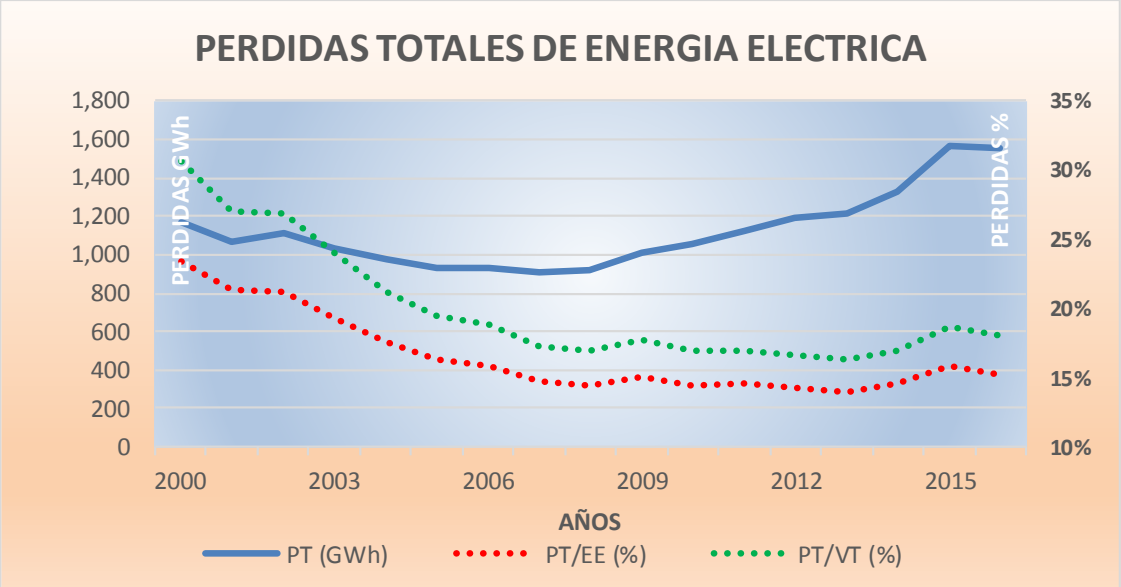


Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica

Análisis Histórico

Como se muestran en el **Gráfico 21** de Pérdidas Totales del Sistema y en las tablas correspondientes, las pérdidas documentadas, disminuyeron ostensiblemente, en el periodo 2000-2007, durante el cual se registró una tasa de declinación sostenida anual de -3.5%, mientras la energía disponible crecía anualmente en una tasa sostenida de 3.2%. En este periodo, las pérdidas evolucionaron de 1,166 a 911 GWh. A partir del 2008 se dio una inflexión pasando a crecer las pérdidas totales en 6.7% anual, mientras la energía disponible creció anualmente 6.0%, en el periodo 2008-2016.

En consideración a los avances obtenidos en la gestión de las pérdidas del sistema, con respecto a las ventas de energía se pasó de un parámetro de más de 30%, registrado al inicio de la década del 2000' a un parámetro de 17% en el año 2007. Medida porcentual que se mantuvo relativamente estable hasta el 2014. Mientras, se tuvo un fuerte incremento en el periodo 2015-2014, donde alcanza 19%, decreciendo en el último año 1%. Lo que resulto en una tasa declinante de las pérdidas totales del sistema de 2.2%, durante estos 15 años.

AÑOS		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ENERGIA DISPONIBLE (GWh)	EE (GWh)	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,150.5	9,939.0	10,205.4
VENTAS TOTALES (GWh)	VT (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.8	4,594.6	4,781.1	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,737.9	6,232.7	6,599.6	7,170.1	7,501.7	7,822.5	8,368.7	8,648.5
PERDIDAS TOTALES (GWh)	PT (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.8	976.4	929.9	927.8	910.9	924.3	1,015.8	1,057.6	1,122.9	1,189.7	1,220.4	1,328.0	1,570.3	1,556.8
PARTICIPACION PT/EE (%)	PT/EE (%)	23.5%	21.3%	21.2%	19.4%	17.5%	16.3%	15.8%	14.7%	14.5%	15.0%	14.5%	14.5%	14.2%	14.0%	14.5%	15.8%	15.3%
PARTICIPACION PT/VT (%)	PT/VT (%)	30.7%	27.1%	27.0%	24.0%	21.3%	19.5%	18.8%	17.2%	16.9%	17.7%	17.0%	17.0%	16.6%	16.3%	17.0%	18.8%	18.0%
VARIACION ANUAL PT (%)	VPT (%)		-8.6%	4.0%	-6.6%	-5.7%	-4.8%	-0.2%	-1.8%	1.5%	9.9%	14.4%	6.2%	6.0%	2.6%	8.8%	18.2%	-0.9%

Tabla 16: Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh

PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	PTT (GWh)	172.9	132.0	191.6	153.3	186.6	160.5	118.4	124.2	149.8	162.1	189.5	169.9	231.0	222.0	257.1	357.4	358.1
PARTICIPACION PTT/EE (%)	PTT/EE (%)	3.5%	2.6%	3.7%	2.9%	3.4%	2.8%	2.0%	2.0%	2.3%	2.4%	2.6%	2.2%	2.8%	2.5%	2.8%	3.6%	3.5%
PARTICIPACION PTT/VT (%)	PTT/VT (%)	4.5%	3.4%	4.7%	3.6%	4.1%	3.4%	2.4%	2.3%	2.7%	2.8%	3.0%	2.6%	3.2%	3.0%	3.3%	4.3%	4.1%
VARIACION ANUAL PTT (%)	VPTt (%)		-23.6%	45.2%	-20.0%	21.7%	-14.0%	-26.2%	4.9%	20.6%	8.2%	16.9%	-10.4%	36.0%	-3.9%	15.8%	39.0%	0.2%

Tabla 17: Perdidas en Transmisión en GWh

PERDIDAS EN DISTRIBUCION (GWh)	PD (GWh)	859.7	934.0	917.1	882.4	789.8	769.5	809.4	786.7	774.5	853.7	868.1	953.0	749.8	782.6	883.7	968.2	962.2
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/EE (%)	PD /EE (%)	20.0%	18.7%	17.6%	16.5%	14.2%	13.5%	13.8%	12.7%	12.1%	12.6%	11.9%	12.3%	11.5%	11.4%	11.7%	12.2%	11.7%
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/VT (%)	PD /VT (%)	26.1%	23.7%	22.3%	20.5%	17.2%	16.1%	16.4%	14.8%	14.2%	14.9%	13.9%	14.4%	13.4%	13.3%	13.7%	14.5%	13.9%
VARIACION ANUAL PD (%)	VPD (%)		8.6%	-1.8%	-3.8%	-10.5%	-2.6%	5.2%	-2.8%	-1.6%	10.2%	1.7%	9.8%	-21.3%	4.4%	12.9%	9.6%	-0.6%

Tabla 18: Perdidas en Distribución en GWh

El análisis de las pérdidas de transmisión (PTT), provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, en el registro del Sistema de Medición Comercial, SCADA, muestra dos etapas bien diferenciadas. Un primer periodo con pérdidas de trasmisión en declinación, años 2000 -2006 donde se pasa de un parámetro de pérdidas promedio con respecto al energía disponible de 3.5% a 2%. Y con respecto a las ventas de 4.5% a 2.3%. Un segundo periodo en que las pérdidas de transmisión crecen paulatinamente, años 2007 -2016, llegando en el periodo reciente a parámetros de 3.6 y 4.3% respectivamente.

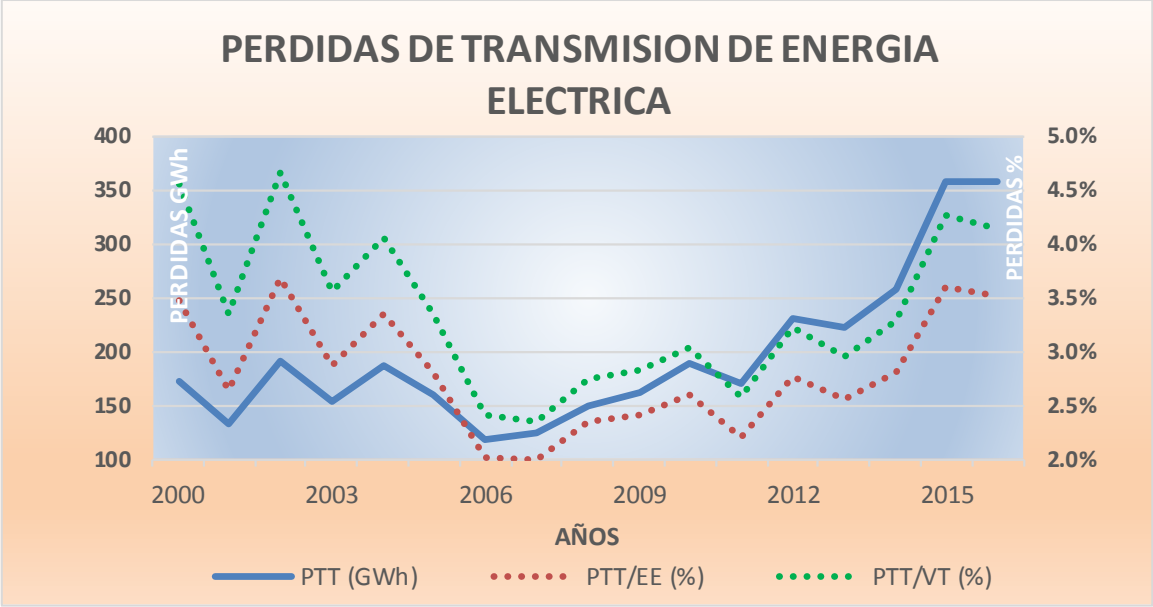


Gráfico 22: Perdidas de Transmisión EE

Las pérdidas del sistema de transmisión de los últimos cuatro años, se incrementaron en 184 GWh con respecto al año 2011, debido primordialmente al incremento significativo, del transporte de la generación hidroeléctrica, proveniente del occidente del país. [63] El año anterior 2015, presento perdidas del sistema de transmisión de 100 GWh o sea un 39% con respecto al valor alcanzado en el 2014.

La incorporación de la nueva capacidad hidroeléctrica coincidió con la suspensión temporal y/o definitiva de operaciones de un significativo plantel térmico, lo que originó un incremento sustancial en el transporte del flujo eléctrico.[64]

[63] Entre los años 2011-2015 se incorporaron más de 650 MW de hidroeléctricas de pasada, la mayor parte ubicadas en el sector oeste del país. (25% de la capacidad del sistema en el 2015).

[64] Salida en el 2010 de 120 MW de turbinas de

La diferencia de las pérdidas totales con las PTT, queda asignada al sistema de distribución (PD), que al igual que las PTT muestra dos etapas bien definidas, una primera etapa, años 2000 -2007, donde las pérdidas presentan una tasa de declinación anual sostenida de -0.3% y en una segunda etapa, años 2008 – 2015 con un crecimiento de 7.7 % anual sostenido. La primera etapa, refleja los esfuerzos de los agentes del sistema para lograr eficiencia, reduciendo las pérdidas de un 26 % en el año 2000, con respecto a las ventas a un 14.8% en el 2007.

El incremento paulatino de las pérdidas de la etapa posterior, es consecuente con la confluencia de varias razones, una la creciente urbanización, que implica la expansión de los sistemas de distribución. La integración de comunidades aisladas y de comunidades suburbanas al sistema, caracterizadas por dispersión de cargas de baja densidad. Finalmente, se tiene el desarrollo turístico de lujo y la creación de grandes centros comerciales a lo largo del país, con una fuerte demanda de energía para el acondicionamiento climático.

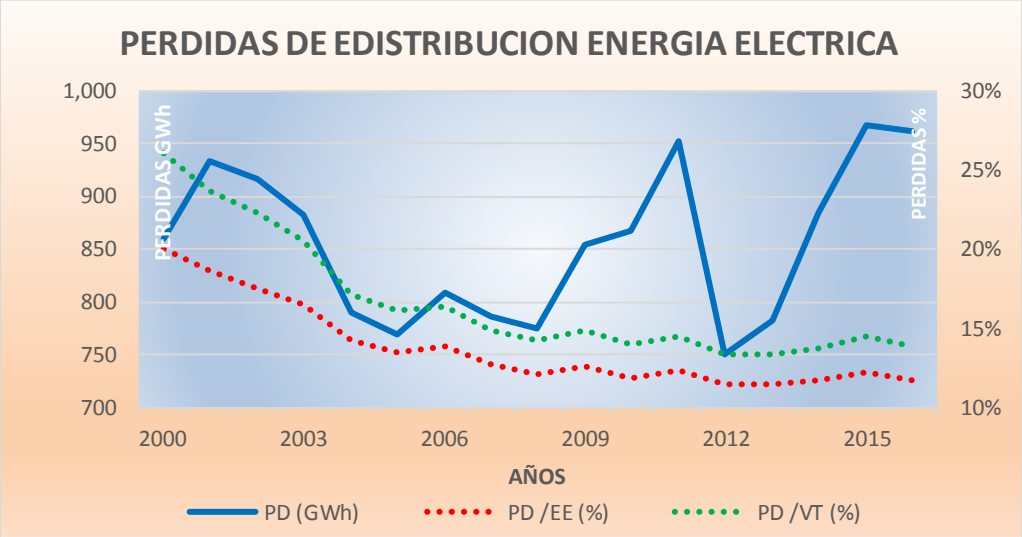


Gráfico 23: Perdidas de Distribución EE

Como ejemplo observamos que los registros de PD en los últimos años, del 2010 al 2016 han estado entre el 11.4 y el 12.2% % de la energía disponible, equivalentes a registros de 13.4% a 14.9% de las ventas totales. [65] Disminución significativa con relación a los registros

vapor de Bahía las Minas. En el 2011 se descontinuaron más de 100 MW de motores. En el año 2015 se suspendieron por varios meses las operaciones de PANAM con 96 MW

[65] Inferidos con los avances de los informes de Mercado del CND del CND, a diciembre del 2015 y de los indicadores económicos del INEC.

presentados anteriormente, cuando los parámetros del sistema estaban muy por encima del 20% y 26% respectivamente, de la energía disponible y ventas totales de energía eléctrica al inicio del periodo de análisis del Modelo, en el año 2000.

En los últimos años, los esfuerzos del sistema eléctrico estuvieron dirigidos a alcanzar registros menores de 15% en las pérdidas totales de distribución con respecto a las ventas. Se considera que el Sistema ha alcanzado parámetros de pérdidas técnicas de distribución (PTD), entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales,[66] Por consiguiente, se asume que las diferencias con los registros documentados, corresponden a las Perdidas No Técnicas de Distribución (PNTD), que es donde se han de enfocar en el futuro inmediato, los esfuerzos de disminución de las pérdidas de distribución.

Proyecciones

Para efectos de las proyecciones, tanto del escenario moderado, como del optimista, de manera conservadora, se asumió que las pérdidas de transmisión en ambos escenarios se incrementan a 3.6 % de la energía disponible, equivalente probablemente a un 4.4% de las ventas totales, a partir del año 2015. En el año 2016 se estima que las mismas alcanzaran 4.69% de las ventas.

Desde el año 2010 a la fecha, se incorporaron al sistema eléctrico nacional, de manera escalonada 721 MW de nueva generación hidroeléctrica de las provincias fronterizas de Chiriquí y Bocas del Toro. De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas en el periodo 2016 -2019, se espera que de esta área extrema del País, en el futuro inmediato se incorporen al sistema de generación unos 360 MW más de fuente hídrica y eólica. Para un gran total de más de 1080 MW, de generación específicamente renovable. Adicionalmente se tiene programado la instalación de aproximadamente 350 MW, de fuente eólica, dentro del periodo de corto plazo 2015-2018, así como la inserción de una gran cantidad de proyectos fotovoltaicos, casi todos en el área central del país, del año 2016 en adelante.

Todo esto reduciría significativamente la participación de la generación térmica proveniente de las centrales eléctricas de los alrededores del centro de carga nacional, lo cual

[66] (ENSA) informo por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución ELEKTRA se encontraban entre 6.5 y 7%

implica mayores flujos de transmisión provenientes del occidente del país, y consecuentemente un incremento en las perdidas de transmisión del sistema, para el periodo 2017-2020.

Del año 2021 en adelante, se espera una caída paulatina de las pérdidas en transmisión, gracias a un menor flujo eléctrico desde el occidente del país, consecuente con la entrada en operación de la nueva infraestructura de transmisión en construcción. En el año 2017, la Tercera Línea Mata de Nance –Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 2, de 230 kV y de los equipos auxiliares asociados. La construcción y entrada en operación comercial de la Cuarta Línea Changuinola – Panamá 3 de 500 kV, la cual se espera esté en operación a inicios de la próxima década, años 2021 -2022.[67] Mejoras sustanciales a subestaciones existentes y la adición programada de transformadores, de bancos de capacitores, y reactores.

Adicionalmente, el Sistema Interconectado Nacional tiene programado la entrada de más de 900 MW de generación con GNL a partir del año 2018, asociado a una nueva infraestructura de transmisión, desde la costa atlántica en Colón[68]. La entrada en operación de esta nueva infraestructura de generación, refuerza las expectativas hacia una disminución paulatina de las PTT, después del año 2021 con respecto a los parámetros esperados del periodo anterior (2016-2020). De considerarse el incumplimiento de las acciones y plazos de las obras programadas, se prevé incrementos de las pérdidas de trasmisión, para luego ir disminuyendo paulatinamente

En resumen, la elevación de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2016 hasta el año 2020, enmarcado dentro del periodo fijo del PESIN, es consecuente con el esperado incremento en el corto plazo, del flujo proveniente de la generación hidroeléctrica, inmediatamente se incorporen a la operación proyectos hidroeléctricos en ejecución, del área de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro. Y por otro lado no existan restricciones de transporte, dada la entrada de nuevas instalaciones de líneas y otros dispositivos de transporte eléctrico, en ejecución.

En los periodos subsiguientes, mediano y largo plazo las expectativas de las perdidas por transmisión, serán condicionadas por la introducción esperada de la generación térmica con base en el GNL, en los años 2018 -2020, la cual por características propias adquirirá prioridad en el despacho del sistema. Y de la incorporación de la energía despachada por Changuinola 2, a partir de los años 2025 – 2026.

[67] La Cuarta Línea 500 kV, Chiriquí Grande (Bocas del Toro) – Panamá III, se encuentra en diseño. A la fecha, se consideran cambios en el diseño preliminar, doble circuito en construcción de 500 operando a 230 KV, en el 2022 y luego conversión a 500 kV en el 2026.l

[68] Costa norte 388 MW en 1918, Bahía Las Minas 160 MW en el 2019, Martano 388 MW en 2020.

De no existir situaciones imprevistas que modifiquen en el corto plazo, la actual estructura del sistema, se estima que las pérdidas totales de distribución de los escenarios mantendrán y/o disminuirán los niveles porcentuales alcanzados, en el periodo más reciente y estable, años 2007-2016. En donde las tasas alcanzadas fueron menores al 12% de la energía disponible, un nivel aproximado de 14% de las ventas totales.

Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado, parámetros totales de pérdidas de 14% de las ventas totales en el periodo 2017 - 2020, si se ejecutan las gestiones requeridas para el mejoramiento de las redes de distribución.

Esperar que las pérdidas técnicas de distribución al término del largo plazo (2021-20310), no sobrepasen un tope de 7%, como premisa general considerada en los escenarios de pérdidas. La misma será consecuente, con esperados cambios hacia mayor eficiencia, por parte de la regulación del sistema. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas posibles de alcanzar, iniciar el año 2016 con un parámetro de pérdidas técnicas, de aproximadamente 7.0%, para luego obtener en el horizonte del modelo, año 2030 parámetros de 6.0 %, 6.0 % y 6.75 %, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda años 2017 -2031:

En el escenario Moderado de Pérdidas, las PT se mantienen alrededor de 17% de las ventas totales, en el periodo 2017 al 2020. Como meta, se espera alcanzar un porcentaje de pérdidas de 15.5 % en el año 2031. Las cantidades de pérdidas esperadas, son producto de la hipótesis de leves incrementos esperado de las pérdidas de transmisión, en los primeros años del escenario por incremento del flujo y a un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas de distribución, para mantener o reducir las mismas del 7.0% al 6.5% de las ventas totales, al año 2031. Las perdidas cuantificadas de este escenario corresponden al escenario de Bajo consumo.

Para el escenario Optimista de Pérdidas, la reducción de las PT es mayor, llegando a 14.5% de las ventas totales en el año 2031. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas, al mismo tiempo de considerar mayor disponibilidad de pago, debido a la mejor situación económica general. Estas pérdidas corresponden al escenario Moderado de Consumo.

Con respecto a un escenario Pesimista de Pérdidas, se mantiene los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. Con respecto a la actividad de distribución, las pérdidas no técnicas podrían alcanzar valores de hasta, casi 1% más con

respecto al escenario optimista. Con esto, el escenario pronostica alcanzar en el año 2031, un parámetro de 17.3% de pérdidas totales con relación a las ventas totales. Estas pérdidas corresponden al escenario Alto de Consumo.

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo I-3, Cuadro No. 16.

Por consiguiente, se espera que, en el futuro inmediato, la disminución de las pérdidas totales del sistema, serán más graduales.

En este punto haremos un aparte, con respecto al tema de los registros de consumo de ACP, del 2000 al 2016. Los registros de generación Secretaria de Energía, incluyen toda la generación de ACP, por lo cual para un verdadero Balance eléctrico se debe incluí todo el consumo.

Los registros e consumo de ACP, no es un nuevo consumo no agregado en el Modelo, pues las diferencias anuales de energía disponible (ED) y Ventas o consumo es igual a pérdidas totales PT, las cuales están conformadas por perdidas de transmisión, pérdidas registradas en ventas y una columna de Perdidas no explicadas.[69] En los registros de esta columna, subyacía los montos de generación consumida por los diversos puntos de consumo de la empresa interoceánica.

Precios de la Energía Eléctrica

La percepción general y permanente del consumidor residencial y en menor cuantía de los consumidores industriales y comerciales, del sistema eléctrico de Panamá, es que reciben una "*energía eléctrica onerosa*". Pero en realidad el precio promedio real de la electricidad, pagada por los consumidores en Panamá se ha mantenido relativamente estable por largos periodos de tiempo, y aún más el precio real promedio, pagado en el año 2011, fue menor al precio pagado por este mismo consumidor, en el año 2003.

A precios corrientes el servicio eléctrico, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, paso de 29.3 $/MWh en el año 1970 a 196.2 $/MWh en el año 2015, para un valor promedio anual durante todo el periodo de 11 centésimos por KWh, reflejando un crecimiento de solo 4.1%, o sea una tasa anual sostenida, en un periodo de 45 años. En el año 2016, el usuario pagó un precio corriente de solo 15.6 centésimos de

[69] Los consumos de ventas y perdidas de distribución son registrados por las empresas concesionarias EDEMET, ENSA y EDECHI. SNE sistematiza y compila esta información a la que le agregan los consumos de grandes clientes para determinar el monto de perdidas totales.

Balboas por kWh consumido, una caída del 20 % con respecto al 2015, gracias a la estrepitosa caída del crudo de petróleo.

La evolución de los precios de la electricidad pagados por los consumidores nacionales del año 1970 a la fecha se pueden separar en tres etapas bien diferenciadas, una primera etapa años 1970 -1984, catorce años en que el precio de la electricidad se incrementó de 2.93 cent/kWh a un precio de 12.54 cent/kWh, incrementándose anualmente en 11%. Una segunda etapa en donde los precios estuvieron estabilizados, años 1985-2003, 15 años en que el promedio de precios fue de 11.39 cent/kWh, con una variación anual sostenida durante este periodo de - 0.4%. Una tercera etapa, años 2003-2016, en que el precio varió anualmente 2.3% con tres sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle, en la **Tabla 19**.

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2015, muestra a su vez tres sub-etapas bien marcadas, la primera comprendida por los años 2003 – 2008, con precios crecientes de la electricidad, en donde el precio se incrementa en forma sostenida anual por 10.9%, pasando de 10.95 centavos por kWh en el año 2002 a 19.4 cent/kWh, en el año 2008. [70] Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009-2012 el precio cae en -0.9% anualmente alcanzando un precio de 16.2 cent/kWh en el 2012. En los últimos tres años el precio promedio de la electricidad ha tenido un repunte, alcanzando el precio tope de 19.49 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento en estos tres años de 6.6%. El precio promedio de la electricidad consumida de 16.0 cent/kWh, con una tasa de crecimiento sostenido para todo el periodo de 4.5% anual.

El año 2016 marco una nueva tendencia de precio, una caída inesperada del precio corriente de la electricidad, de 20.5% con respecto al precio logrado en el 2015, con lo cual precio promedio de ventas de la electricidad se fijó, en 15.6 centésimos por kWh.

Con el fin aclarar el enunciado inicial de este acápite, de que existe una percepción errada de costo de la electricidad pagada por los consumidores, se relaciona esta serie de precios corrientes de la energía eléctrica, con respecto al nivel de precios pagado por el consumidor del distrito capital. Efecto inflacionario medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Con base en octubre de 2002. (Oct. 2002 =100)[71]

[70] Fue el punto máximo de precios de la electricidad, coincidente con el máximo valor histórico alcanzado por el crudo de petróleo, en el mundo.

[71] INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2012, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios, Varios Boletines, Cuadro 351-03.

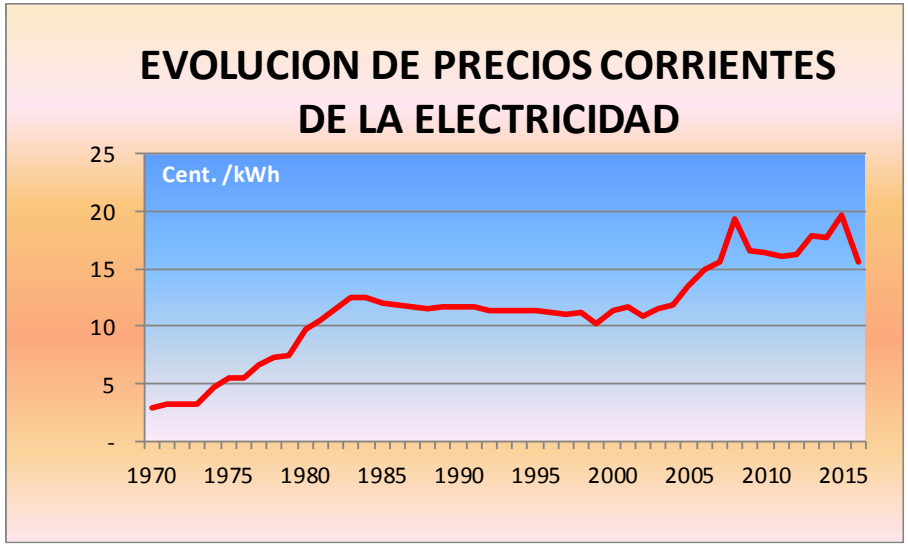


Gráfico 24: Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad

CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRECIO EE CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.2	17.8	17.8	19.6	15.6
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	0.3%	10.1%	-0.3%	10.3%	-20.5%

Tabla 19: Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2016

CLASE	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	105.5	105.7	119.3	133.3	142.9	161.0	110.7	104.1	104.0	111.2	118.5	113.5
VARIACION (%)		0.2%	12.9%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%	-0.1%	6.9%	6.6%	-4.2%

Tabla 20: Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014

El análisis de la tabla de precios reales de la electricidad a nivel de consumidor presenta una etapa inicial con un periodo bianual estable, 2003 – 2004, en donde el indicador de precio se incrementó anualmente en un 2.8% sobre el índice del precio base del 2002. Luego pasa a un periodo de cuatro años 2005- 2008, de precios crecientes de la electricidad con una tasa de crecimiento acumulada anual de 10.5% al consumidor promedio, al pasar el IPC de la electricidad de 105.7 % a 161.0 %, techo alcanzado por el servicio de electricidad.

En cambio, del 2009 al 2011, el indicador de precio real de la electricidad disminuyo de 161 a 104 %, una caída de 31%, cayendo a una tasa anual sostenida de 13.6. Es interesante enfatizar que el precio real pagado por los consumidores en el año 2011, es menor al precio pagado en el año 2003, un 0.1% menor. Del 2012 al año anterior se registró un aumento real de la electricidad al consumidor de 6.9%, subsiguiente el indicador refleja un incremento de 6.6%, para reducirse en el año 2014, en 3.8%.

Este fenómeno se observa con mayor facilidad, en la siguiente gráfica, el consumidor residencial paga en el año 2011 casi el mismo precio real que en el 2003, en unidades monetarias de octubre del 2002. Además, se observa que precio pagado en el año 2012 se reimpulsa un leve crecimiento de precios del servicio, que termina en el año 2014 cuando el mismo tiene una disminución significativa de 4.5%. El precio real pagado por el consumidor residencial en el año 2008, obedece en gran parte al costo de adquisición temporal que alcanzo el barril de crudo de 140 dólares.[72]

Otra observación importante de esta gráfica, es que índice de precios del servicio eléctrico contribuye al índice al índice inflacionario global, pero no está entre los rubros más importantes. Se puede observar que aun cuando el indicador de precio de la electricidad 2008 -2014 declina y se estabiliza, para una tasa de crecimiento sostenido de 0.5 %, el indicador global al consumidor mantiene una tasa crecimiento de 4.4% anual sostenido.

[72]Es este punto es necesario mencionar que el IPC de la electricidad, registrado por el INEC refleja el costo pagado por el consumidor directo, no incluye el monto de pago que presenta subsidios abonados directamente por el Estado.

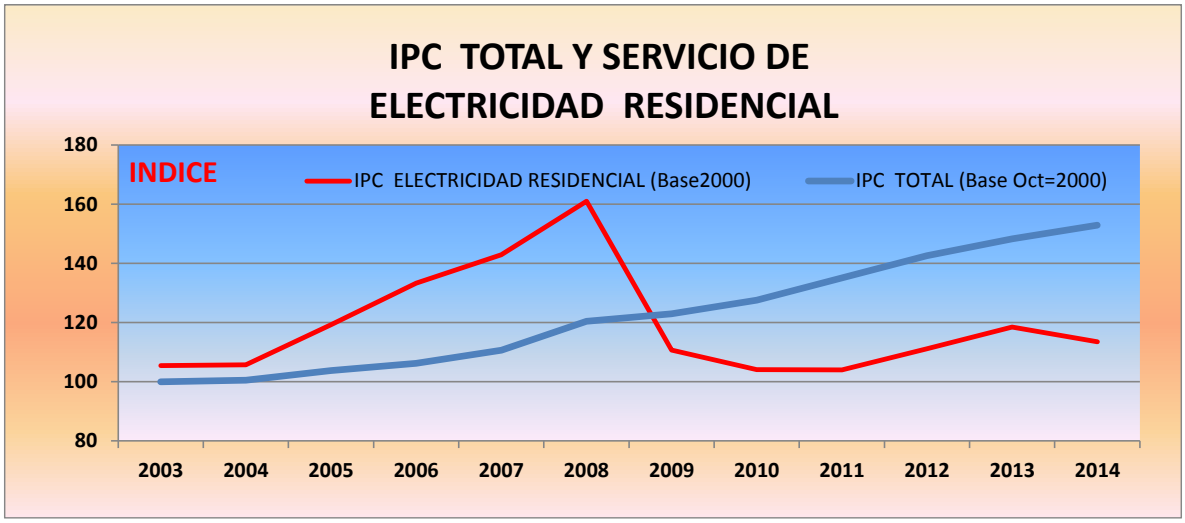


Gráfico 25: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial

El análisis de la totalidad de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), muestra un incremento promedio inferior al IPC. Los registros históricos anteriores a 1998, año que marca el cambio al nuevo régimen de producción y distribución de la electricidad en Panamá, muestran una tasa de incremento promedio anual de los precios en 28 años de solo 1.5% de crecimiento real anual. [73] Con lo que se puede decir que durante este periodo, anterior a la restructuración del subsector eléctrico, el país disfruto de un precio de energía eléctrica estable.

De 1998 al año 2003,[74] periodo inicial de la restructuración del subsector eléctrico, la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el periodo reciente, 2004 al 2012, la tasa de incremento anual fue de 3.0%, en donde se destacan por su volatilidad los años 2008 y 2009, con la alta variación entre 2008-2007, en que el precio de energía eléctrica impulsado por el alto precio alcanzado por los combustibles, creció cerca 15% y la declinación de los precios al año siguiente llevo a una variación inversa en el 2009-2008, donde el precio cayó un 16%, con lo cual se contrarrestó el efecto anterior, regresando en la práctica al precio del año 2007. En los años subsiguientes el precio cae hasta el precio real pagado en el 2003. Reflejando un crecimiento sostenido anual de solo 0.1% en el periodo 2003 -2014.

[73] Se seleccionó este periodo de referencia, para visualizar el efecto del cambio de régimen del sistema eléctrico nacional, de un monopolio estatal a un sistema privatizado de la generación y distribución del sector. En cumplimiento de la LEY Nª 6, del 3 de febrero de 1997. En la que se "Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad.

[74] La implementación real de la reestructuración del subsector eléctrico, es a partir de julio de 1998, pero por conveniencia estadística se contabilizan los efectos a partir del año 1999.

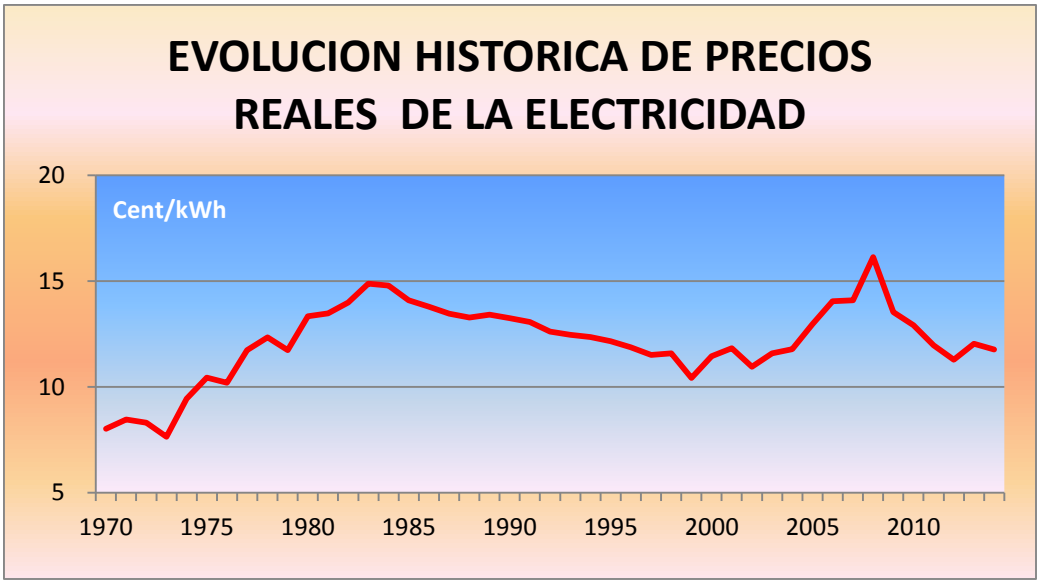


Gráfico 26: Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad

Por lo cual, el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 0.1%, para el periodo de vigencia del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2014). Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por venta del servicio eléctrico por parte de las distribuidoras, contienen tanto lo facturado a los consumidores, como los subsidios recibidos, por un grupo considerable de los consumidores residenciales. Por lo cual, es necesario mencionar, que la señal recibida por los consumidores finales del sistema, es de una energía consumida más barata, aunque "en su opinión" recibe un servicio oneroso.

Precios de los Combustibles

Como se señala en ediciones anteriores de los pronósticos, las perspectivas de los precios de la energía eléctrica en Panamá, se fundamentaban en los pronósticos de precios internacionales del crudo de petróleo, elaborados por la "Energy Information Administration (EIA-DOE)". [75] Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2035, se utilizaban como referentes, por considerarlas

[75] Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007. Ediciones anuales subsiguientes.

conceptualmente apropiadas para el análisis de pronósticos de precios desarrollado por ETESA, sumado a la disponibilidad inmediata de esta información.

Como se señaló en los cambios anteriormente realizados al modelo, el análisis histórico del periodo 2000-2007, demostró, que con alguna relatividad, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá se desfasaba un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE.

En consecuencia, para las anteriores proyecciones se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecería en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo de fijación de precios locales se mantenía en el régimen de tarifas que entro en vigencia a partir del año 2007.

Pero en los últimos cuatro años esta probable correspondencia, anteriormente encontrada entre la variación del precio real de la electricidad consumida en Panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación es cada vez más disímil, como lo muestra la Figura 1.28, para los años 2008-2013.

Esta nueva realidad, es consecuente con la volatilidad puntual del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados, gracias no solo a las características intrínsecas del propio crudo, sino a la conjunción diversa de otras variables, que inciden en el volumen del suministro y por consiguiente su precio puntual. Entre las variables que influencian el precio del insumo están la presión de la demanda, la escasez momentánea de los suministros, problemas estructurales o coyunturales en la capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, y a otros elementos circunstanciales de los fenómenos de geopolítica global.

Además, en el periodo actual la volatilidad de este insumo, hacia la baja de precios radica en la coyuntura temporal del mercado de crudo, en donde se dan reducciones importantes de la demanda mundial del insumo, consecuente con la aparente recesión de economías europeas, japonesa y otros países del llamado "*primer mundo"* y a la disminuciones de las expectativas económica de China y de los otros *"tigres asiáticos ".* [76]

En la actualidad, se presentan sobre ofertas de combustibles líquidos, en razón de la inserción de volúmenes importantes de otras fuentes energéticas liquidas diferentes al petróleo convencional, como son los bio- combustibles, combustibles

[76] OECD, Organization for Economic Cooperation and Development, organización de las principales economías del Mundo, "*países del primer mundo*"

derivados del gas natural (GTL), combustibles derivados del carbón (CTL) y nuevas modalidades de crudos, originados en las nuevas tecnologías de explotación (pre-sal, crudo de pizarra, y los llamados de *"crudos y gases apretados"*).

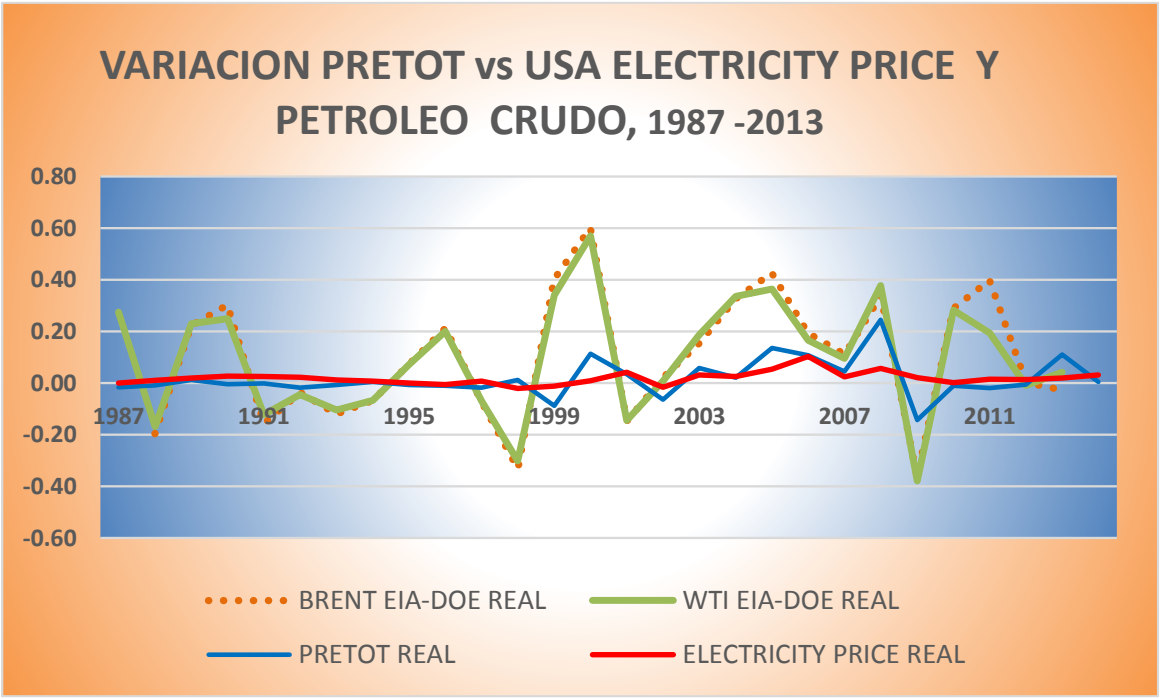


Gráfico 27: Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013

Por consiguiente, desde la versión de los Pronósticos de Demanda 2014 - 2028, se ha preferido encontrar una nueva referencia, que de mejores señales para pronosticar el precio futuro de la electricidad local. Luego de analizado algunas alternativas, se observó una correspondencia histórica entre las variaciones del precio promedio de la energía eléctrica total consumida en Panamá (PRETOT), con la variación histórica del indicador de precio promedio al consumidor final de todas la regiones en los Estados Unidos (End-Use Prices) [77], como se evidencia con mayor claridad en la figura 1.29, en donde se muestra una correspondencia relativa en cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

[77] EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions, aeo2010r.d111809a, All sectors Average. Ediciones anuales subsiguientes

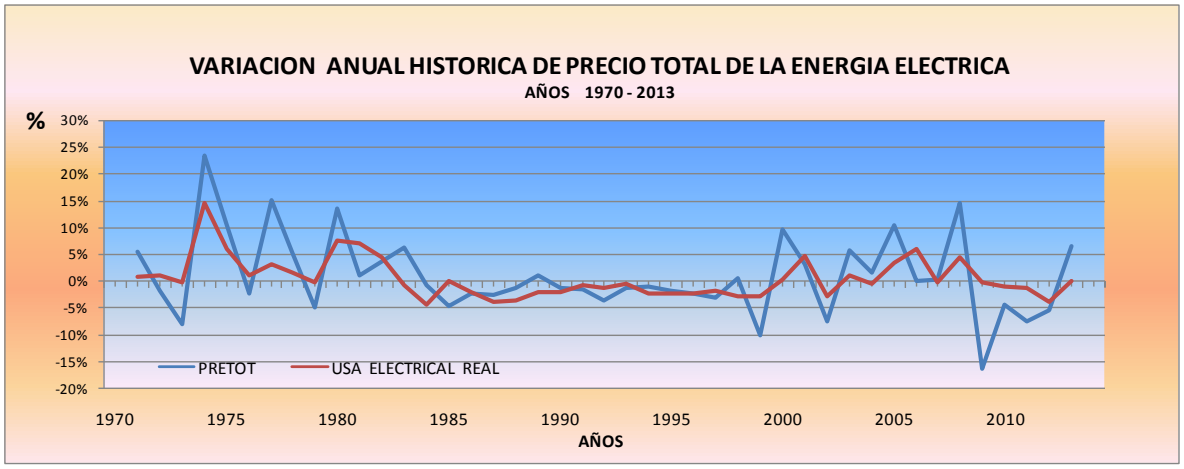


Gráfico 28: Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica

Dada la correspondencia relativa entre las variaciones del precio de la energía eléctrica a los consumidores, del precio PRETOT y el precio promedio a los consumidores en USA, presentado por el EIA-DOE. Aunque, es necesario destacar que los precios promedios de la energía eléctrica entregada a los consumidores de cada sistema, fuera de las obvias economías de escala, es dependiente del mix de fuentes, así como de la robustez de sus sistemas transmisión y distribución.

Aun con las diferencias planteadas ETESA decidió utilizar como referencia para el pronóstico de precios de la electricidad en el Modelo, el indicador de pronóstico de precios para la electricidad al consumidor final, que elabora el EIA-DOE, para el territorio norteamericano, en los próximos 35 años. La bondad de estos pronósticos se fundamenta, en la conjunción integrada de las premisas de consumo, existencia actualizada de los inventarios energéticos en general, precios y suministros de importación de los crudos, costos mundiales de la refinación de los combustibles, perspectivas de ingreso, etc., por un grupo permanente de especialistas dedicado únicamente a estos menesteres.[78]

En la **Tabla 21** se presenta por año los pronósticos de precios de la electricidad en Panamá, PRETOT, para el periodo 2015-2029, derivados de la variación de precios anual de los precios de la electricidad al consumidor final, pronosticados por el EIA-DOE.

[78] Ídem, hm2010.d020310a.

AÑO	PRETOT HISTORICO		Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA cents 2007 /kWh			PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT			VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT		
					TOTAL AVERAGE ELECTRICITY USA			c/r Variaciones reales de Precios USA			Var. Reales de PRETOT/Precios USA		
	Cent Año kWh	Cent 2007/ kWh	Cent 2015/ kWh	Cent 2007/ kWh	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
								Reference	High Growth	Low Growth	Reference	High Growth	Low Growth
1998	11.12	12.82	15.09	10.51									
1999	10.14	11.54	14.70	10.16									
2000	11.30	12.67	14.32	9.92									
2001	11.69	13.08	14.09	10.05									
2002	10.95	12.12	13.98	9.74									
2003	11.59	12.83	13.75	9.83									
2004	11.85	13.05	13.51	9.82									
2005	13.45	14.35	13.14	10.01									
2006	14.92	15.55	12.70	10.70									
2007	15.60	15.60	12.52	10.65									
2008	19.43	17.86	12.08	10.85									
2009	16.65	14.99	11.68	11.12							-0.1610		
2010	16.48	14.30	11.40	10.97							-0.0458		
2011	16.16	13.24	11.56	10.80							-0.0740		
2012	16.21	12.59	11.19	10.73							-0.0497		
2013	17.85	13.32	11.29	10.79	11.31	11.31	11.31				0.0586		
2014	17.79	12.94	11.29	10.97	11.36	11.37	11.34				-0.0286		
2015	19.49	14.15	11.51	11.03	11.35	11.32	11.39	14.15	14.15	14.15	0.0935		
2016					11.57	11.57	11.55	14.43	14.45	14.35	0.0197	0.0215	0.0140
2017					11.62	11.54	11.47	14.49	14.41	14.25	0.0041	-0.0027	-0.0068
2018					11.52	11.51	11.31	14.37	14.38	14.04	-0.0080	-0.0022	-0.0145
2019					11.61	11.64	11.42	14.48	14.54	14.18	0.0075	0.0109	0.0095
2020					11.81	11.88	11.55	14.73	14.85	14.34	0.0175	0.0212	0.0117
2021					12.00	12.08	11.64	14.97	15.09	14.45	0.0162	0.0164	0.0077
2022					12.08	12.17	11.74	15.06	15.20	14.57	0.0063	0.0074	0.0084
2023					12.17	12.31	11.82	15.18	15.39	14.67	0.0077	0.0119	0.0068
2024					12.18	12.43	11.86	15.19	15.53	14.73	0.0008	0.0093	0.0035
2025					12.31	12.47	11.99	15.35	15.59	14.89	0.0105	0.0038	0.0114
2026					12.36	12.50	12.09	15.41	15.62	15.02	0.0040	0.0021	0.0083
2027					12.42	12.53	12.10	15.48	15.65	15.03	0.0045	0.0022	0.0008
2028					12.45	12.52	12.07	15.52	15.64	14.99	0.0024	-0.0009	-0.0028
2029					12.41	12.50	12.00	15.48	15.62	14.90	-0.0028	-0.0015	-0.0056
2030					12.42	12.53	12.05	15.49	15.65	14.96	0.0006	0.0024	0.0039

Tabla 21: Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT

ETESA dejo de utilizar la variación de los precios del crudo de petróleo, del EIA-DOE, como referencia valida, para pronosticar la futura variación de precios promedios de la electricidad en Panamá, PRETOT. Metodología implementada en el PESIN, desde el año 2007 hasta el informe del Pronóstico de la Demanda 2011-2025, por encontrar que en los últimos años, las tendencias de ambos indicadores de precios, se habían estado alejando entre sí.

El EIA-DOE, presenta sus proyecciones de precios del crudo de manera que reflejen la volatilidad y e incertidumbres de los precios mundiales del crudo, de acuerdo a la visión ideal norteamericana. Esta información es disponible por Internet, lo cual permite el análisis de las condiciones del mercado futuro de los combustibles fósiles, así como de otras fuentes energéticas alternativas.[79]

Como se informó en el Pronóstico de Demanda Eléctrica 2011- 2025, existía un cambio en la visual a corto y largo plazo de la EIA –DOE, en la cual la Agencia reconoció que los nuevos riesgos geopolíticos eran considerables en la determinación mundial del precio futuro de los combustibles fósiles, a medida que se incrementaba paulatinamente el consumo de las principales economías mundiales, y se agregaban nuevas y crecientes demandas de las economías emergentes, que iban de la mano con la declinación de las "*reservas probadas"* de los yacimientos de las principales "economías occidentales", OECD, lo que señalaba una senda futura de precios altos y de la no garantía de suministros en el mediano plazo.[80]

Dada estas preocupaciones, en el Annual Energy Outlook 2011, AEO2011, el EIA-DOE concibió y resumió nuevas perspectivas, de los precios mundiales del crudo de petróleo, en términos constantes, más acordes con la situación mundial del mercado del crudo. Las perspectivas del precio del petróleo, en ese momento, se basaban en escenarios, con asunciones alternativas que reflejaban diversos supuestos sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo. En resumen, los tres escenarios de precios de AEO2014, incluían diferentes hipótesis sobre: (1) las decisiones de inversión y producción de por la organización de los países exportadores petróleo (OPEP), (2) desarrollo de nuevos recursos de crudo apretados y *bitúmenes* en los países que no pertenecen a la OPEP (incluyendo los Estados Unidos) y (3) crecimiento de la demanda de China,

[79] Ente de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. es la fuente principal de información sobre la energía de EE.UU. y, por ley, sus datos, análisis y previsiones son independientes de la aprobación del Gobierno de los Estados Unidos.

[80] Explicación más detallada se encuentra Estudios Básicos 2011 - 2025

del Medio Oriente y de otros países no pertenecientes a la OCDE.

A partir de octubre del 2014, el panorama del mercado mundial del petróleo se ha invertido, los precios del crudo y sus derivados han caído dramáticamente. El crudo Brent, como referente de este insumo, fue el "*comodities"* con el mayor desplome de precio, durante el año 2014, un derrumbe de precio de aproximadamente 46%, en el año. El precio de este insumo paso de aproximadamente 97 dólares el barril, a fines del segundo trimestre del año 2014, a 45 dólares el barril, en enero del 2015.[81]

Durante todo el año 2015 el desplome de los precios petroleros continuó, consecuente con una demanda mundial de crudo deprimida por la coyuntura económica, pero los miembros de la OPEP decidieron mantener al máximo los niveles de producción, saturando el mercado. A su vez, se da el auge del "*crudo de esquisto"* de Norteamérica, que paso su producción doméstica de 4 a 9 millones de barriles diarios, con lo cual los tanques de almacenamiento se llenaron, haciendo descender los precios internos de los combustibles considerablemente. La sobreabundancia temporal de crudo en suelo estadounidense redujo las importaciones en aproximadamente 4 millones de barriles diarios, originando una sobreoferta mundial del crudo en la Cuenca norte del Atlántico, que en conjunción de los problemas económicos de Europa, articula una mayor sobreoferta de crudo, presionando los precios mundiales del insumo hacia la baja. En enero del año 2016, el crudo Brent se cotizaba en 20.30 dólares por barril.

En la práctica, los precios alcanzados por el crudo obedecen al actual letargo en la economía mundial, con poca demanda de "comodities", entre ellos los combustibles. Coyuntura económica, que comparten, gran parte de las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente anteriormente más dinámico de la economía mundial, el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China).

A la vez un mal llamado "Boom" energético por un robusto crecimiento de la oferta de crudo domestico de Norteamérica y otros países de OECD, gracias a la explotación de los bitúmenes, de "nuevos crudos apretados y de pizarra", bio-combustibles y a la utilización de combustibles líquidos derivados del Carbón y Gas Natural.[82] Esta conjunción de sobreoferta de combustibles y una débil demanda ha contribuido al incremento de los inventarios y a una caída mundial de los precios.

En la siguiente figura se presentan gráficamente las perspectivas futuras del precio del crudo, Brent, del Mar del

[81] Máximo precio del año, 115 dólares, 19 de junio de 2014. Avance del Estado Islámico en Irak.

[82] Solo la producción doméstica estadunidense represento el 80% del crecimiento del suministro global en el año 2014,

Norte, de acuerdo a las últimas proyecciones vigentes del EIA, AEO2015 en dólares de 2013.[83]

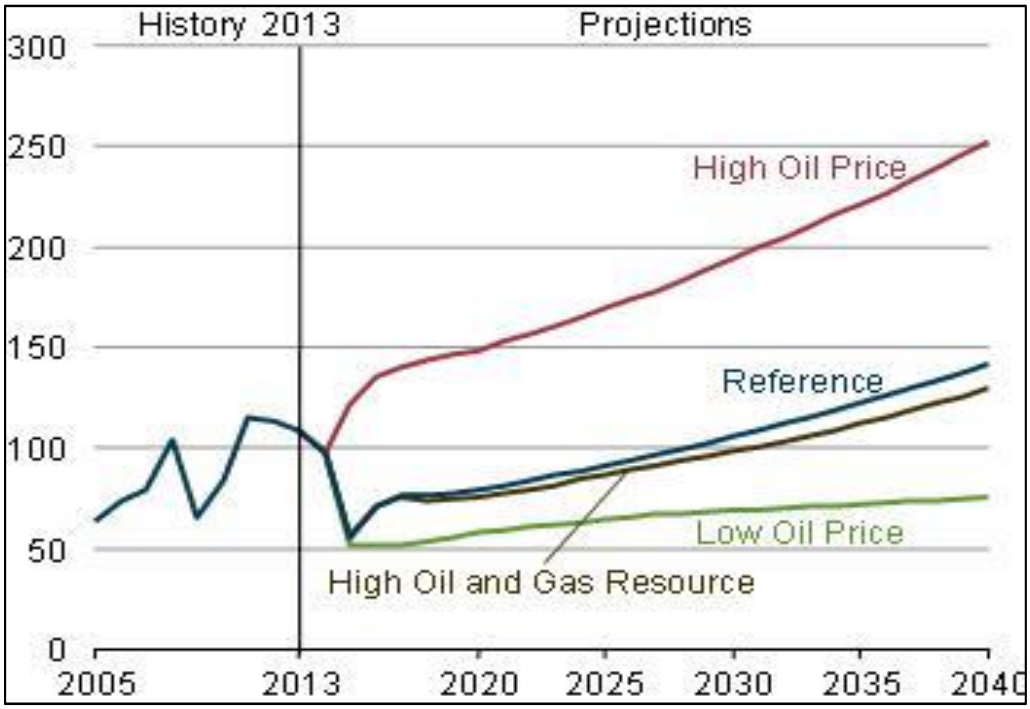


Gráfico 29: Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015

AEO2015 considera una serie de factores relacionados con la incertidumbre de los futuros precios mundiales del petróleo, incluyendo los cambios en la demanda mundial de productos derivados del petróleo, la producción de crudo, y los suministros de otros combustibles líquidos. En el caso de Referencia, caso Alto de Precio de petróleo y Caso Bajo de Precio del petróleo, el precio del crudo Brent del Mar del Norte (Brent) refleja el precio de mercado para el crudo[84]

El caso de Referencia refleja los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2014. En los últimos dos años, el crecimiento en la producción de crudo EE.UU., junto con la caída de finales del 2014 en los precios mundiales del petróleo crudo, ha alterado la economía del mercado del petróleo. Estas nuevas condiciones del mercado se supone que continuará en el caso de Referencia, con la caída de precios promedio del Brent desde $ 109/ barril (bbl) en 2013 a $ 56/ bbl en 2015, antes de aumentar a $ 76 /bbl en 2018.

[83] A partir del AEO2013 el EIA utiliza Brent Spot Price como el crudo de referencia, a efectos comparativos.

[84] Crudo Ligero dulce libre a bordo (FOB) en la Terminal Sullen Voe en Escocia.

Después de 2018, el crecimiento de la demanda de los no miembros de la OCDE-países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) – empujaran el precio del Brent a $ 141/ bbl en el año 2040 (en 2013 dólares). El aumento de los precios del petróleo es compatible con el crecimiento de la producción nacional de petróleo crudo.[85]

El caso Alto de precio de petróleo supone una mayor demanda mundial de productos derivados del petróleo, menos inversión en exploración por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y mayores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo. Todos estos factores contribuyen a un aumento en el precio promedio del mercado spot de crudo Brent a $ 252 /b en 2040, 78% por encima del caso de la referencia. Lo contrario es cierto en el caso de Bajo Precio de petróleo: menor demanda fuera de la OCDE, una mayor inversión exploración por la OPEP, y menores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo, hacen que el precio spot del crudo Brent aumenten lentamente a $ 76 /b, o sea un 47% por debajo del precio del Caso de Referencia, en el año 2040.

Recientes expectativas del EIA-DOE, se fundamentan en el fortalecimiento de los inventarios de los países de la OECD, consecuente con los bajos precios del crudo, menores a $ 40 /b. en sus pronósticos de corto plazo, años 2016 y 2017, la cual refleja excedentes de producción ante un ambiente de bajo precio y unas expectativas de crecimiento de la demanda reducida. La existencia de altos inventarios de crudo, durante todo el período de pronóstico, retrasan el reequilibrio esperado del mercado del petróleo, lo cual contribuye a bajar los precios.

Se supone que las nuevas condiciones del mercado, continuaran, por lo que el caso de Referencia, alcanzará en el Largo Plazo, 203 un precio de $ 141/b, una tasa de crecimiento sostenida de 3.8%. Para los escenarios Alto y Bajo precio de los hidrocarburos, se alcanzan precio de $ 252.05 y 75.52 dólares por barril, con tasas anuales para el periodo de pronósticos de 6.2 y 1.21 %, respectivamente.

[85] AEO2015, EIA-DOE, 15 de abril del 2015.

VARIACION DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO BRENT AÑOS 2006- 2040 TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL			
PERIODO	REFERENCE	LOW OIL PRICE	HIGH OIL PRICE
2006-2010	7.3%	7.3%	7.3%
2011-2015	-7.9%	-7.9%	-7.9%
2016-2020	7.3%	0.7%	21.7%
2021-2025	2.9%	2.2%	2.6%
2026-2030	3.0%	1.4%	2.7%
2031-2035	3.0%	0.9%	2.6%
2036-2040	2.9%	1.0%	2.7%
2016-2040	3.8%	1.2%	6.2%

Tabla 22: Variación del Precio Internacional del Crudo Brent

Las últimas previsiones de precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de $ 34 por barril (b) en 2016 y $ 40 /b en 2017, $ 3 /b y $ 10 /b inferior, respectivamente, a los precios proyectados en AEO215 del 15 abril del 2015. El EIA-DOE espera que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en 2016 y 2017, basado en la suposición de que los dos crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos durante el período de pronóstico, con diferenciales de transporte similares de sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.[86]

EIA presenta las últimas expectativas sobre el precio de los hidrocarburos para los años 2016 -2017. Se consideran que los bajos precios de crudos se mantienen al igual que la acumulación de inventarios durante el primer semestre del 2015, en el segundo semestre un reimpulso de la demanda debe llevar los precios a un promedio de 67 dólares el barril para el fin del año 2015, lo que resulta en un re-estimado anual del precio promedio de 58 $/barril.[87] Para el año 2017 se considera una mejor dinámica de la economía, disminución de inventarios resultarían en leves incrementos del crudo Brent, alcanzando un precio promedio de 76 $/barril.

[86] Modificado en Short Term Energy Outlook (STEO), del 8 de marzo del 2016. Aplicable a la nueva versión de AEO2015 de 15 de abril del 2016.

[87] STEO: Short Term Energy Outloook, Análisis de corto plazo de los elementos energéticos del EIA.

La declinación de precios del crudo, en asocio con otros factores pertinentes contribuye a una mayor incertidumbre en los pronósticos, lo que causa una desviación significativa de las proyecciones publicadas por el EIA. Entre estos factores tenemos que volúmenes de los nuevos crudos que contribuyen a la oferta, utilizan tecnología que dependen para su rentabilidad de precios del crudo más altos, aunado ante la reducida capacidad de repuesta de la oferta ante precios bajos, ya que los usual es reducir la oferta para obtener mejores precios, a pesar de las indecisiones de los integrantes de la OPEP, de mantener la actual producción del Ente de 30 millones barriles diarios.[88]

La mayor parte de los países productores pertenecientes a la OPEP y productores fuera del cartel dependen en gran medida en los ingresos del petróleo para financiar sus economías, por lo cual si los precios del crudo siguen cayendo o se mantienen en un nivel inferior, estos países deberán tomar decisiones políticas difíciles, algunas de las cuales podrían llevar a programas de austeridad y recortes a subsidios para combustibles que podrían provocar disturbios sociales, dejando algunos países vulnerables, donde se afectaría la propia infraestructura petrolera. Con lo que nuevas interrupciones de suministro son una posibilidad real, presentando una mayor incertidumbre en la previsión de suministro de petróleo mundial.

ETESA considera que dada la incertidumbre actual del mercado de crudo, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo le enviaran señales al mercado para la búsqueda del equilibrio hacia “la alta”. La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, aun refleja una noción futura aceptable de los precios de los combustibles. Solo se introducen a las proyecciones del AEO 2014, los parámetros del STEO para los años 2016 y 2017, de 34 y 40 $ por barril, sin alterar totalmente sus anteriores pronósticos publicados.

Por lo cual, especula que la variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil), se considere para el escenario medio o moderado de energía eléctrica., Para el escenario optimista, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de Bajos Precios del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el escenario de Alto Precio del crudo, High Price.

[88] Reuniones del mes de febrero, de OPEP con representantes de productores de No- OPEP.

INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.

En los análisis de demanda del presente PESIN, se muestra un cambio trascendental, en el segmento Bloque (GWHBLQ), a como se venía presentando desde el PESIN 2011, principalmente en el consumo correspondiente a la Integración de Bocas del Toro. Consumo global de energía eléctrica, del área de tierra firme de la Provincia de Bocas del Toro, específicamente la demanda de energía de las comunidades de Almirante, Changuinola, Guabito, Las Tablas y áreas aledañas, el cual fue atendido anteriormente por la empresa Bocas Fruit Company (BOFCO) y PTP. Este servicio de distribución y comercialización de la electricidad de la región, fue delegada temporalmente por el Ejecutivo a la Oficina de Electrificación Rural (OER).

El servicio eléctrico de la Isla Colon, que comprende el Distrito y Corregimiento cabecera de Bocas del Toro, es un subsistema eléctrico aislado con su propio centro térmico generador, área en la cual se desarrollan las actividades administrativas de la Provincia, al igual que la misma es un destino turístico importante, fue encargada, en forma temporal a EDECHI.

Con el fin de no incluir ruidos innecesarios al Modelo de Regresión PREEICA, el consumo global derivado de esta región, el cual no se identificaba por el tipo de consumo, se registró desde el PESIN 2011 hasta el presente, como un Gran Cliente, dentro del bloque de consumo GWHBLQ, bajo la denominación de OER o BOFCO.

A partir del 1 de julio del 2015, la demanda y consumo de energía de esta área se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual a partir de este año, 2016 no suma a los aportes del segmento Bloque dentro del Modelo de Consumo. Como resultado de esta condición, el pronóstico de consumo de esta área integrada estará reflejado, de aquí en adelante dentro de los diferentes sectores de consumo, residencial, comercial, industrial, etc.; de la zona de concesión de EDECHI, por lo cual el consumo futuro Se esta región del país será pronosticada en el MODELO por medio de la regresión múltiple.

INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS de DARIEN

Por otro lado, el actual suministro de electricidad de las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al extremo este de Panamá, a la fecha, no están conectados al Sistema Integrado Nacional (SIN). Las comunidades del área, reciben la electricidad de sub-sistemas aislados, por consiguiente, un servicio de calidad incierta, en algunos casos racionados y en algunas pequeñas comunidades el servicio es inexistente. Por consiguiente, desde el año 2013 la Secretaria Nacional de Energía SNE, en seguimiento al principio de política y estrategia nacional de integración territorial de la Nación, encomendó a ETESA analizar y ejecutar en el corto plazo, un proyecto de transmisión eléctrica que permitiera desde la S/E Panamá II 230 kV, transportar la energía eléctrica necesaria para integrar la Provincia de Darién al SIN.[89]

En los últimos años el principal sistema aislado de la región, fue mejorado por ENSA. El sistema está conformado por los generadores y líneas de distribución – circuitos 210 y 215 – los cuales cubren los centros de población más dinámicos de la provincia: Santa Fe, Metetí, Yaviza, El Real y Pinogana, y otras pequeñas comunidades, que se encuentran ubicadas en paralelo al trayecto de la extendida Carretera Panamericana (CPA). La cobertura del servicio eléctrico, de las comunidades más dinámicas de la región, medido por el número de abonados, estuvo creciendo muy por encima de la media nacional, en el periodo 1997-2003 a una tasa anual de 14% y del periodo 2003 -2009 creció a una rata de 10.1%.

Para las comunidades alejadas del sistema paralelo a la Interamericana, existen pequeños sistemas aislados, como los circuitos de ENSA de La palma, Garachiné, Jaqué, Tucutí y de Boca de Cupe. . Los que con la excepción de los sistemas de La Palma y Boca de Cupe no son factibles integrarlos al sistema de Santa Fe – Yaviza, en el corto plazo por lo cual permanecerán por mucho tiempo como sistemas eléctricos “islas”, debiendo los mismos responder ante incrementos del servicio con la expansión de los equipos térmicos.

El gobierno Nacional por medio del Programa de Desarrollo Sostenible de Darién (PDSD), pretende terminar el sistema potable a lo largo de la CPA, servicio que en algunos lugares requerirá de potencia adicional de energía eléctrica. 90 Así como

[89] La Secretaria Nacional de Energía en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014” estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este

[90] Consejo nacional para el Desarrollo Sostenible – CONADES, Evaluación Externa final del Programa de Desarrollo sostenible de Darién –PSD Informe Final. Junio 2011. Subcomponente de agua potable y saneamiento. Preparado por OTSCORP, S.A.

también, parte del reto del PDSD, lograr la cobertura total de electricidad de 100% de las instalaciones públicas (escuelas, centros de salud, centros comunales). En la actualidad solo el 45.5 % de los centros educativos y el 69 % de los centros comunales cuentan con luz eléctrica. Aunque no se espera que todo este requerimiento eléctrico, sea suministrado por sistemas de redes eléctricas, para áreas muy aisladas se propone la instalación de sistemas de celdas fotovoltaicas.

La demanda de los sistemas aislados de la región darienita, que totalizo 47.8 GWh, en 2013, se pronostica al año 2033 en 98.1 GWh, lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.7%. Pero al excluir los sistemas de Garachiné, Jaque y Tucutí, por la no factibilidad de integración, la tasa de crecimiento sostenida se mantiene en 3.7%.

La tabla siguiente muestra en resumen la demanda anual pertinente, a un proceso de integración regional con el área de Darién. La tasa anual de crecimiento pronosticado para el sistema eléctrico Santa Fe – Yaviza – La Palma es de 3.66% del 2018 a 2025, y de año 2026 a 2033 de 2.83%. Es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio, ante una generación eléctrica escasa y deficiente.

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA
PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA
ESCENARIO UNICO

AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%
TASA ANUAL			
2018-2025			3.66%
2026-2033			2.83%

FUENTE: ENSA

Tabla 23: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma

En consideración a estos antecedentes y en cumplimiento, a la intención del Estado de integrar eléctricamente el país, la Secretaria Nacional de Energía instruyo la expansión de la Red, por lo cual ETESA construirá y pondrá en operación en el 2020, la nueva Línea de Transmisión Panamá II – Chepo – Metetí.

La nueva línea de transmisión, se divide en dos circuitos, el primero de 42 km aproximadamente de longitud va de la subestación Panamá II hasta la futura subestación seccionadora Chepo 230 kV, en doble circuito con conductor de alta temperatura ACCC, con capacidad de más de 500 MVA por circuito. A partir de Chepo se interconectará Darién por medio de un circuito sencillo de 170 km de longitud aproximada de circuito sencillo con conductor 750 kcmil tipo ACAR y con capacidad de 400 MVA, hasta finalizar en la futura subestación de Metetí 230 kV.[91]

Inicio de proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: enero de 2020
Costo Estimado: B/. 93, 471, 000

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)

Otro cambio trascendental en el PESIN 2017 – 2031, es la inclusión del consumo histórico de ACP, desde el año 2000 a la fecha, con lo cual se obtiene un balance total con la oferta del Sistema Eléctrico Interconectado (SIN).

Desde el diseño del Modelo, en el año 2003, hasta el PESIN 2016 – 2030, la información pertinente no era disponible, por lo cual, para mantener la integridad del Modelo PREEICA se le restaban a los registros de DMA del SIN, un estimado de demanda asignada a la ACP, para fijar los registros anuales de la DMax, del SIN.

En realidad, esta nueva data, no incrementa la demanda, pues la información subyace dentro de las pérdidas del sistema. La energía agregada se contabilizaba como perdidas no explicadas de la Distribución, resultado de restar de la energía disponible del sistema, el consumo, o sea ventas más perdidas de distribución.

[91] PESIN 2015-2029

REGISTROS HISTORICOS DE CONSUMO DE ACP		
AÑO	CONSUMO MWh	DMA MW
2000	130,475.5	30.7
2001	138,128.5	27.7
2002	136,504.4	27.0
2003	139,311.9	28.2
2004	142,851.1	27.8
2005	149,303.7	29.5
2006	146,652.9	30.8
2007	150,040.3	35.3
2008	140,928.0	29.3
2009	138,649.4	27.4
2010	137,477.1	28.1
2011	138,246.5	28.7
2012	138,169.3	26.6
2013	144,406.8	28.4
2014	145,292.1	29.6
2015	156,240.8	31.0
2016	169,401.2	34.5

Tabla 24: Consumo Histórico de ACP 2000-2016

MEGA PROYECTOS

En los últimos años, se incentivan y desarrollan en el país algunos proyectos, que dada la magnitud de los recursos que insumen ante el tamaño de nuestra economía, son considerados como Mega Proyectos. Estos, al igual que requieren de altos montos de inversión, de cantidades inusuales de mano de obra, de la introducción de tecnología no tradicional, suelen ser algunos, proyectos de consumos intensivos de energía eléctrica, en su periodo operativo, entre los que se destaca entre otros la Ampliación del Canal de Panamá (la construcción del Tercer juego de Esclusas). Así como el desarrollo de minas para la extracción de minerales metalizados, que requieren de enclaves de explotación, como el mega-proyecto de Minera Panama.

Dado el impacto que algunos de estos proyectos tienen en el suministro futuro de la energía eléctrica, demandan de análisis con mayores detalles. Estos proyectos se dividen a su vez entre proyectos incentivados y desarrollados en la esfera estatal y proyectos de índole totalmente privados.

Además, se analizarán de manera superficial, el posible impacto de los requerimientos de carga puntuales de algunos proyectos mencionados en el informe, sean estales o privados, no están formalizados o detallados en su ejecución, durante el periodo de estudio del presente PESIN 2017-2031.

Por otro lado se mencionan, pero no se analizan los impactos individuales de proyectos, que conllevan incrementos en el consumo de energía eléctrica, proyectos de desarrollos de nuevas urbanizaciones a lo largo del país, en Islas de Punta Pacifica, en Chitré, Archipiélago de las Perlas, etc. El desarrollo inmobiliario de nuevos centros comerciales, de negocios y de desarrollos inmobiliarios integrales y especializados, como la llamada “nueva ciudad de Aerópolis”.

Todos estos últimos proyectos que no tienen una formalización o definición en la ejecución y/o operación, por lo cual sus requerimientos de energía y potencia, son considerados dentro de la regresión del Modelo de Proyección PREEICA. En especial requerimientos energéticos que se diluyen más allá del periodo crítico 2017 - 2019, ya que se supone que los pronósticos derivados de las ecuaciones de regresión de los sectores comercial e industrial fundamentadas en los promisorios pronósticos del PIB, implícitamente absorben estos posibles requerimientos.

MEGA Proyectos Estatales

Desde la proyección de energía eléctrica del PESIN 2011-2025, se incluyen los consumos intensivos de energía eléctrica, de magnas obras en desarrollo por parte del Estado, dentro del sector de consumo GWHBLQ. En este grupo de proyectos se destacan entre otros el proyecto integral de Saneamiento de la Bahía, la implementación de un sistema integral de Transporte Masivo en la Ciudad de Panamá y áreas suburbanas (METRO), Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen.[92]

Los futuros requerimientos de energía eléctrica de los proyectos en operación, como el tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá (2013), del Metro (2014) y de la expansión del aeropuerto internacional, que por ser puntuales

[92] Panamá, Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014, diciembre del 2009.

no serían considerados en las ecuaciones de regresión del Modelo. Por conveniencia operativa del modelo de pronósticos, el estimado de consumo de energía eléctrica de estos proyectos, dentro del horizonte del estudio, fue incorporado, dentro del segmento Bloque.

En el documento de Estudios Básicos, Pronósticos 2011–2025 se describieron los requerimientos de energía de los proyectos listados, con la mejor estimación a la fecha, de los probables inicios de operación y de un estimado de carga que los mismos requerirían del Sistema Interconectado Nacional (SIN), durante el periodo de estudio. Los datos relevantes de esta información, han sido agregados paulatinamente en los informes de PESIN's.

A estos proyectos considerados en anteriores PESIN's, deberemos incorporar proyectos adicionales, que se plantean y ejecutan dentro del Plan de Gobierno de la actual Administración Ejecutiva del país, años 2014-2019. Entre estos nuevos proyectos intensivos de energía, no considerados anteriormente, tenemos en primer lugar la continuación y/o ampliación de proyectos conceptualizados del Sistema Metro de Panamá, como la formalización de la línea 3 del Metro (Panamá- Arraiján) con ejecución de diseño y construcción para los años 2017-2022.g

Al mismo tiempo, la presente administración ejecutiva del país, ha iniciado el estudio y ejecución nacional de su ambicioso Plan 100/0, *"el abastecimiento de agua potable para toda la población y la eliminación total de letrinas y su remplazo por sistemas adecuados de tratamiento de las aguas servidas*". Plantas potabilizadoras de agua y centrales de tratamiento de aguas servidas, todas de uso intensivo de energía eléctrica.

Por lo cual, se programaron por el IDDAN, las licitaciones de nuevas centrales potabilizadores en el área metropolitana del país y de las principales capitales de provincia. Así como, la continuación y/o perfeccionamiento del proyecto integral de Saneamiento de la Ciudad y Bahía de Panamá, con la construcción del Segundo Modulo de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (II PTAR) 2016-2019 y del inicio de los estudios, preparación de pliegos, y la licitación del saneamiento de áreas urbanas de Arraiján y de La Chorrera, región suburbana, del Área Metropolitana de Panamá (AMP). Plan que el Gobierno Nacional, tiene a continuación en la implementación de nuevos sistemas de recolección y tratamiento de las aguas servidas de todas las poblaciones importantes de país.

Por otro lado, en el periodo se han mencionado otros grandes proyectos de iniciativa gubernamental, que, a la fecha de edición de este informe, no tienen plan de desarrollo firme, especialmente en sus futuros requerimientos de energía eléctrica. aunque los mismos estaban totalmente conceptualizados y/o configurados, Pertenecientes a este

grupo tenemos la construcción del nuevo Centro de Convenciones, la nueva Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, el Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá. Todos, proyectos que están conformados, por conjuntos de edificios e instalaciones que requieren grandes equipos de refrigeración y otro equipamientos e instalaciones intensivas en consumo eléctrico, que pueden incrementar significativamente la carga, desde el momento inicial de sus operaciones.

De acuerdo al programa gubernamental anterior, los tres proyectos debieron estar en operación a fines del año 2015. El proyecto del nuevo Centro de Convenciones de Amador que se inició en el 2012, debió ser entregado en octubre del 2014, solo tiene un 35 % de avance y la continuación de obras desde el mes de enero del 2015 a la fecha se encontraba suspendida, por falta de fondos del contratista. La Autoridad de Turismo ATP, cedió el contrato para la culminación de la obra (65%) a un nuevo contratista, el cual recibirá la orden de proceder durante el mes de febrero de 2016, con un plazo de entrega de 24 meses (febrero –marzo del 2018), manteniendo el costo original de la obra en 193 millones de dólares.

La nueva Ciudad Hospitalaria así como las instalaciones del nuevo el Mercado de abastos se encuentra ubicados en el área cercana al cauce del Canal, en un área que a la fecha carece de los servicios adecuados de electricidad, de agua potable y de alcantarillado. A la fecha solo la infraestructura del Proyecto del Mercado de Abastos fue terminado en gran parte en el año anterior, aunque al mismo le faltan los servicios básicos, por lo cual la fecha de inicios de su operación es actualmente indeterminada. [93]

A la fecha, de elaboración de este informe, aun no se tiene disponible detalle alguno que permita definir sus respectivos requerimientos de energía eléctrica, de ambos mega proyectos para agregar al Pronóstico como consumos adicionales, por lo cual es de esperar que estos requerimientos específicos puedan ser absorbidos por la proyección del segmento gubernamental.

Por otro lado se encuentran aún en ejecución un programa integral del MINSA, del mejoramiento de las facilidades hospitalarias, entre las cuales se contempla cuatro nuevas instalaciones hospitalarias a lo largo del país, las cuales por su equipamiento especializado requerirán del suministro de cantidades significativas de energía para su puesta en servicio. [94] Comprenden a los nuevos hospitales de Metetí, Bugaba, el Anita Moreno en Los Santos y el Manuel A. Guerrero en Colon; las dos primeras serán instalaciones de segundo nivel, el hospital de los Santos es de tercer nivel con algunos servicios de cuarto

[93] A la fecha no existe un plan en firme sobre la terminación del complejo, mucho menos de los requerimientos de energía eléctrica.

[94] Ministerio de Salud, MINSA

nivel y el hospital de Colon bridara servicios de tercer nivel. Estas instalaciones debieron entrar en operaciones entre los años 2012 y 2013. Aun al inicio del año 2017, todas estas obras de edificación y su equipamiento, se encontraban en suspenso y sin fecha definidas para entrar en operaciones .

Luego de negociaciones del Gobierno Central con la empresa constructora IBT HEALT GROUP, se llegó los ajustes de presupuestos y obras, con sobre precios pactados en un rango por instalación de 45 a 99.5%, elevando el total de obras a 396.4 millones de dólares, un 67% mayor al monto de los contratos originales. Además, se pactó .la entrega de todas las instalaciones, entre los meses de julio y diciembre del año 2017.[95]

Con respecto a la demanda de servicio eléctrico, solo la carga originada en el nuevo hospital de Metetí, se considera como demanda adicional, ya que las otras tres instalaciones sustituyen instalaciones en servicio, por lo cual no serían nuevas demandas puntuales, sino incrementos que ya deben estar contemplados en la ecuación de regresión del sector oficial del consumo eléctrico. El nuevo Hospital de Metetí, Darién se encuentra localizado y servido actualmente dentro del área de concesión de Sistemas Aislados, área que se conectara al SIN a partir del año 2019 con una L/T 230 kV Panamá 2- Chepo - Metetí[96].

En un segundo grupo de macro proyectos estatales, se ubican aquellos proyectos de alta inversión, pero que por sus características implícitas no implican para su operación el requerimiento de energía eléctrica, como la construcción de las diversas obras de la nueva viabilidad para mejoramiento del tránsito de la Ciudad de Panamá, los nuevos puentes para el cruce del Canal (Tercero y Cuarto Puentes) y otras obras de viabilidad.

El tercer grupo conformado por algunos proyectos públicos como el desarrollo de la Cadena de Frio, la operación comercial, de los nuevos Aeropuertos Internacionales en la Provincia de Chiriquí, Colon y Coclé, los cuales no presentan una proyección puntual de operaciones futuras que permitan estimar con algún grado de precisión, los requerimientos significativos de energía y potencia Se considera que la demanda de servicios eléctricos de estas instalaciones están contemplados dentro de la ecuación de regresión del bloque oficial de consumo.

Sobre el proyecto de la nueva **Ciudad Gubernamental**, es necesario hacer un aparte especial, ya que aunque el proyecto ha superado varias veces la etapa de conceptualización, no dio los pasos respectivos, para su

[95] La entrada en operaciones de estas instalaciones, aun es indeterminada.

[96] La demanda eléctrica de esta instalación sanitaria, está contemplado dentro del consumo identificado en la Integración de sistema eléctrico del Darién.

culminación. [97] Ubicada inicialmente en los pajonales de Clayton, antiguo campo de antenas, fue rechazado por la sociedad civil organizada. Para enero del 2002, se realizaron los estudios del proyecto, por parte del MEF, para ubicar la Ciudad Gubernamental en la zona de Albrook, proyecto que fue dejado en el "*congelador",* en el año 2013.[98]

En la administración ejecutiva anterior, año 2013, se presentó una propuesta de inversión de 450 millones de dólares, para la implementación de la Ciudad Gubernamental, licitación cancelada por la presente administración ejecutiva, mientras se encuentra en busca de los financiamientos que permitan su implementación.[99]

A la fecha, no se define con certeza un programa de inversión que culmine este propósito. Además, ETESA no considera que la entrega de energía eléctrica para estas edificaciones, sea una carga adicional al sistema, la razón es simple, no es una demanda nueva, sino la sustitución y/o centralización en un solo punto, de un segmento de la carga actual del sector oficial, dispersa a través de la ciudad.

Saneamiento de la Bahía

El 8 de Agosto de 2013, se realizó la inauguración oficial del primer módulo de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), obra principal de la Primera Etapa del proyecto integral del Saneamiento de la Ciudad y de la Bahía de Panamá. La PTAR y sus obras conexas comprenden uno de los principales mega-proyectos de iniciativa estatal, diseñada para ser ejecutado en varias administraciones gubernamentales. El proyecto, fue diseñado en el año 2006, para solucionar la contaminación de la Bahía de Panamá, ocasionado por el vertimiento de las aguas residuales de la ciudad capital, El problema consistía en evitar el vertido sin el tratamiento sanitario adecuado, de las aguas servidas de la ciudad en las quebradas, ríos y otros afluentes; que desembocan en la Bahía, causando la contaminación ambiental y riesgos de salud para la población. [100]

El diseño básico del Sistema de Saneamiento distribuyó la ejecución de las obras en dos etapas, la primera

[97] Desde el año 2000, El Gobierno Nacional estudia con la CAPAC, la construcción y el financiamiento de las obras

[98] Tras los debates y estudios, en los últimos 10 años, el proyecto fue emplazado, en el área de Curundú. Los terrenos, están en la Ave Omar Torrijos, desde el Mercado de Abastos y del Tribunal Electoral hasta la zona de los patios y talleres del Metro

[99] En el año 2014, el presupuesto para alquileres de oficina gubernamentales fue de 68.2 millones de dólares.

[100] Proyecto Diseño del Sistema de Intercepción, Tratamiento y Disposición de Aguas Residuales de la ciudad de Panamá, NIPPON KOEI CO, LTD, julio 2006

comprendía el tratamiento de los caudales de aguas servidas identificados en el estudio, correspondientes a la zona oeste de la Ciudad, incluyendo el aporte de la estación de bombeo de Juan Díaz y el aumento del flujo tendencial hasta el año 2020, es decir que un caudal de diseño en esta etapa era de 4,32 m^3/s.[101]

En una segunda etapa, se esperaba incrementar la capacidad de la PTAR a un caudal de tratamiento de 1.872 m^3/s, para obtener un una capacidad final de 6,196 m^3/s, al año 2035. La segunda etapa a implementar a partir del año 2020, incorporaría los aportes de aguas servidas conducidas de las nuevas estaciones de bombeo de Tocumen y Ciudad Radial, que conducirán las aguas residuales del extremo este de la Ciudad, hacia la PTAR.[102] La estimación de diseño de los caudales de las agua residuales fue considerada como un porcentaje del consumo de agua potable, el cual era equivalente a 360 l/ ppd, este parámetro incluye los aportes generados por las aguas residuales procedentes de casas, comercios e industrias, al igual que los generados infiltración e influjos.[103]

La primera fase de la I Etapa del proyecto, inicia en firme con la orden de proceder para la construcción 190 kms de redes de alcantarillado sanitario y de 76 kms de las colectoras y subcolectoras de las cuencas de algunos los ríos de Tocumen, Juan Díaz, Rio Abajo, Matías Hernández, Matasnillo y Curundú; al igual que con quebradas afluentes de los mismos como Palomo, Santa Rita, Belén y Tagarete, años 2007 y 2008. En la siguiente administración del Ejecutivo, años 2009- 2014, se inició la segunda fase, con la orden de proceder de construcción de un primer módulo de PTAR y del interceptor Este, año 2009.

En el cuadro siguiente se observa la evolución del pronóstico de la demanda de servicios de alcantarillado o sea la estimación de los caudales de aguas residuales, para proyectar las capacidades requeridas de tratamiento, en cada etapa.

[101] Refiere a un área 15,230 hectáreas, que incluye el área central de Ciudad de Panamá (448,000 h.), el aérea este de la ciudad que comprende Tocumen, pacora 24 de diciembre (520,000) y el distrito de San Miguelito (335,000 h).

[102] Ídem.

[103] Litros por persona diarios (l / ppd)· o (l / hab.-día)

CAUDALES DE AGUAS SERVIDAS PARA TRATAMIENTO DEL SISTEMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHIA NIPPON KOEI CO., LTD. En m^3 /s por Hora														
AÑO	2010	2015	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CAUDAL	3.53	3.9	4.31	5.38	5.46	5.54	5.61	5.69	5.77	5.86	5.94	6.02	6.11	6.19

Tabla 25: Caudales de Aguas Servidas para Tratamiento del Saneamiento de la Bahía

Con base en el estudio de diseño, se consideraba que una capacidad de 6,2 m^3/s, era suficiente para el tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá hasta el año 2035. Los componentes de diseño original del sistema consistían en la construcción de siete estaciones de bombeo grandes, que transportarían flujos de hasta 1,600 lps.[104] Estos flujos de aguas servidas serán conducidas por medio de tuberías de 42 y 72 pulgadas de diámetro, incluye las respectivas colectoras hasta la PTAR. En la primera etapa de ejecución del proyecto, se construirán cinco estaciones de bombeo, del área oeste y centro de la Ciudad, las estaciones restantes de Ciudad Radial y Tocumen correspondían a la segunda etapa del Proyecto.

La PTAR fue dimensionada de manera que pueda ir creciendo en módulos según la demanda del crecimiento poblacional. Originalmente, el primer módulo propuesto fue por 3.529 m^3/s, para luego alcanzar en un segundo módulo la capacidad de diseño 6.196 m^3/s, que alcance para el tratamiento de las aguas residuales de la ciudad hasta el año, 2035.

Pero en la segunda fase de la primera etapa del Proyecto de Saneamiento, en adición a la construcción del sistema interceptor del sector oeste de la Ciudad, se implementó en realidad una planta de tratamiento para un caudal máximo de procesamiento de 2,75 m^3/s. Al año 2015, un año posterior al inicio de operaciones, el primer módulo de la PTAR estaba recibiendo un aporte de 1.9 m^3/s, un poco inferior a la capacidad media de operación de 2.2 m^3/s, sin embargo una vez terminada la conexión al sistema de varias colectoras importantes en construcción, se superara la capacidad media del primer módulo de hasta unos 3.1 m^3/s, lo que hace urgente la ampliación de las instalaciones de tratamiento.

Esta primera etapa del proyecto inicial que ha de completarse finalmente en el año 2017,[105] incluía la construcción

[104] Litros por segundo (lps) = l/s. 1,600 l/s = 1.6 m3 /s

[105] A la fecha esta primera fase, pretende cubrir la recolección de aguas residuales, desde el barrio de

de 140 kilómetros de alcantarillado, varias estaciones de bombeo, desde el Casco Viejo de la Ciudad hasta el sector periférico del corregimiento de Juan Díaz Su costo, a la fecha desde el año 2007, se registra en cerca de 900 millones de dólares. La población total en dicha área de aporte es de 808,000 personas, de las cuales el 88 % están actualmente conectados a redes de saneamiento. Sin embargo a la fecha solamente el 42 % de los efluentes son transportados a la PTAR.

La proyecciones de habitantes, caudales y cargas para el área de influencia de la planta de Juan Díaz implican que la capacidad de tratamiento debe ampliarse en el corto plazo, de mantenerse los niveles de emisión de aguas residuales, estimados entre 400 y 900 l/hab.- día, lo que llevaría a triplicar la capacidad actual de la PTAR en un periodo de 20 años, año 2035.

Lo anterior justifica que a corto plazo, se deba iniciar la construcción de un segundo módulo de la PTAR de Juan Díaz. El conjunto de ambos módulos permitirá alcanzar una capacidad de tratamiento del orden de 5.5 m3/s, con lo cual se ha de tratar hasta un caudal medio del orden de los 4.6 m3/s, para 752.000 habitantes, previstos como aporte para el año 2024 (correspondientes al 80% de la población del área) de la PTAR. La obra habrá de recibir la orden de proceder dentro del primer cuatrimestre del año 2016, con un periodo de construcción de 36 meses, lo que permitiría que entre en operaciones en fecha más temprana, en abril de 1919

En el cuadro siguiente, se presentan los requerimientos de energía eléctrica, por las necesarias bombas para impulsión de los efluentes de los diversos sub-sistemas de recolección de las aguas residuales.[106]

San Felipe hasta las inmediaciones del Aeropuerto de Tocumen, se encuentra con un avance total de 98%.

[106] Con Base en la información de diseño de NIPPON KOEI CO., LTD y datos entregados por ENSA, Nota DI-AMDM-040-2015, del. 28 de enero de 2015.

CONSUMO DE ENERGIA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO
DEL SISTEMA DE SANEAMIENTO DE LA CIUDAD Y BAHIA DE PANAMA
En kWh

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	TOTAL
2014	5,392,000	3,875,000		12,165,000				21,432,000
2015	5,494,000	3,949,000		12,165,000	10,228,000		5,054,000	36,890,000
2016	5,596,000	4,022,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,119,000
2017	5,692,000	4,095,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,288,000
2018	5,800,000	4,169,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,470,000
2019	5,902,000	4,242,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,645,000
2020	6,004,000	4,315,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	47,874,000
2021	6,106,000	4,388,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,049,000
2022	6,208,000	4,461,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,224,000
2023	6,309,000	4,535,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,399,000
2024	6,411,000	4,608,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,574,000
2025	6,614,000	4,681,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,850,000
2026	6,614,000	4,754,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,923,000
2027	6,716,000	4,827,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,098,000
2028	6,817,000	4,900,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,272,000
2029	6,919,000	4,972,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,446,000
2030	7,020,000	5,045,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,620,000
2031	7,121,000	5,118,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,560,000	5,054,000	50,300,000
TOTAL	108,259,000	77,639,000	75,810,000	206,805,000	163,648,000	55,594,000	80,864,000	768,619,000

Tabla 26: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía

Además, se necesita de la ampliación de los sub-sistemas de alcantarillado del área de San Miguelito y su conexión al sistema principal de saneamiento; en conjunto con reformas en los viejos sistemas de alcantarillado de los barrios céntricos de Paitilla, Bella vista y Calidonia por medio de una nueva colectora en el rio Matasnillo, obras que han de ser completadas en el año 2020. En términos generales todas estas obras que integran la segunda etapa actualizada del proyecto de Saneamiento de la Bahía se estiman en unos 600 millones de dólares adicionales.

La administración actual del Ejecutivo, pretende que la limpieza de los 17 ríos más importantes de la Ciudad Capital sea terminada entre los años 2019 - 2020, en conjunto con el inicio de operaciones del segundo módulo de la PTAR, para que la misma pase a procesar en total 5,3 m^3/s de aguas servidas, casi el doble de la capacidad actual de PTAR.

CONSUMO ELECTRICO DE ESTACIONES DE BOMBEO DE LAS AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																			
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
PAITILLA	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.6	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1
BOCA LA CAJA	3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.8	4.8	4.9	5.0	5.0	5.1
RIO ABAJO	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
MATIAS HERNANDEZ	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
JUAN DIAZ	0.0	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
CIUDAD RADIAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6
TOCUMEN	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
TOTAL	21.4	36.9	42.1	42.3	42.5	42.6	47.9	48.0	48.2	48.4	48.6	48.9	48.9	49.1	49.3	49.4	49.6	50.3

Tabla 27: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																			
AÑO	m^3/s	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CAPACIDAD	m^3/s	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	3.5	5.5	5.5	5.5	5.5	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25
I ETAPA	GWh	11.0	17.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
II ETAPA	GWh								11.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
IIi ETAPA	GWh													18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
TOTAL	GWh	11.0	17.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	29.0	36.0	36.0	36.0	36.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0

Tabla 28: Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales

Pero el crecimiento en forma desordenada, de la Ciudad de Panamá especialmente hacia el área de Panamá Este, con comunidades localizadas en áreas que no estuvieron contemplados inicialmente en el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, obliga a actualizar y/o adelantar no solo el proyecto original, de manera que se pueda sanear un área ampliada de 105,000 hectáreas, que comprenden 32 corregimientos de la Ciudad de Panamá y a una población de 1.3 millones de personas. Para lo que se requiere la inversión adicional de más de 1,321 millones de dólares, a desembolsar en un periodo de quince años 2016-2030 (Tres administraciones Ejecutivas de la Nación) [107]

Una ampliación de servicios de este tipo exige, que a la terminación del segundo módulo de la PTAR, se debe licitar de inmediato un tercer módulo de la PTAR, de una capacidad similar a los dos anteriores de 2.75 m^3/s, de manera que el periodo de construcción permita que entre en operaciones en un periodo, entre los años 2023 y 2025, cuando el estimado de aguas residuales se espera llegue a un parámetro de 5.38 m^3/s, que le permitiría alcanzar el procesamiento total de los estimados de vertimiento, mucho más allá del año 2035.

Las crecientes proyecciones de caudales y carga para el área de influencia del proyecto Integral de saneamiento, implican la ampliación de la capacidad a ese mismo ritmo. Por lo cual el MINSA, considera estudiar la aplicación de una estrategia de contención de consumos excesivos. Que de lograr disminuir la media de consumo por habitante a un parámetro no mayor a los actuales valores de normas de diseño del IDDAN de 100 galones de agua por habitante-día, sería suficiente para que el segundo módulo de PTAR, cubriera los requerimientos incrementales de tratamiento por los próximos 20 años.[108]

A la fecha, el proyecto opera con 2.2 metros cúbicos de aguas residuales por segundo, instalados los tres módulos del proyecto, se proyecta alcanzar una capacidad máxima de tratamiento de 8.25 m^3/s de aguas residuales tratadas.

Los requerimientos de energía totales del proyecto ampliado del Saneamiento de la Bahía, en un escenario moderado, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2017 - 2031, por operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.[109]

Al igual, se presenta los requerimientos de consumo eléctrico, de un posible escenario Bajo o Pesimista, en que se consideran

[107] Hazem and Sawyer, firma Consultora encargada de la actualización del proyecto.

[108] 100 g/hab.-día = 387 l/hab.-día. El actual caudal de diseño del Proyecto de 400 a 900 l/hab.-día supera entre 3 a 5veces la media regional. (Centro y Sudamérica)

[109] Esta misma información es aplicable al escenario Alto u Optimista, pues se considera que los obras de infraestructura del Proyecto son firmes.

modificaciones de requerimientos que obedecen a cambios en pliegos, presupuesto o a contingencias de obras que provoquen los consabidos retrasos en la entrada de operación de las instalaciones.

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA ESCENARIO MODERADO Y ALTO			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2017	17.5	18.0	35.5
2018	17.9	18.0	35.9
2019	18.2	18.0	36.2
2020	21.3	29.0	50.3
2021	21.7	36.0	57.7
2022	22.0	36.0	58.0
2023	22.4	36.0	58.4
2024	22.7	36.0	58.7
2025	23.2	54.0	77.2
2026	23.5	54.0	77.5
2027	49.1	54.0	103.1
2028	49.3	54.0	103.3
2029	49.4	54.0	103.4
2030	49.6	54.0	103.6
2031	50.3	54.0	104.3
TOTAL	517	937	1,559

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA ESCENARIO PESISMISTA			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2017	42.3	18.0	60.3
2018	42.5	18.0	60.5
2019	42.6	18.0	60.6
2020	42.8	18.0	60.8
2021	43.0	18.0	61.0
2022	48.2	36.0	84.2
2023	48.4	36.0	84.4
2024	48.6	36.0	84.6
2025	48.9	36.0	84.9
2026	48.9	36.0	84.9
2027	49.1	54.0	103.1
2028	49.3	54.0	103.3
2029	49.4	54.0	103.4
2030	49.4	54.0	103.4
2031	49.4	54.0	103.4
TOTAL	808	797	1,401

Tabla 29: Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía

Para que el sistema de Saneamiento de la Cuidad y de la Bahía de Panamá culmine exitosamente, en adición de las ampliaciones planteadas, se requerirá, en un futuro de además de la ejecución de proyectos integrales de saneamiento de menores dimensiones, como mejor opción para el tratamiento y disposición final de efluentes residuales de saneamiento en áreas alejadas de la ubicación actual de PTAR. O sea, la construcción de dos nuevos subsistemas de saneamiento con sus respectivas plantas de tratamiento (una al norte y una al este del área. Parámetros que no están contemplados en el presente estudio.

Saneamiento de Provincia de Panama Oeste (La Chorrera)

Adicionalmente a lo anterior, el Gobierno Nacional en ejecución, años 2014 -2019 ha mirado hacia el creciente urbanismo del área oeste, de la provincia de Panamá, Distritos de Arraiján y La Chorrera, que se han convertido en dormitorios de la Ciudad Capital. Por lo que se amplía el horizonte del proyecto de Saneamiento de la Bahía, al emitir que "El tema del Saneamiento por primera vez ya solo no mira la Bahía de Panamá hasta el Puente de las Américas, sino que lo lleva más allá de La Chorrera y las playas del Pacifico."[110]

Para los efectos de los sistemas de drenaje, se plantea separar los aportes de aguas residuales en Arraiján Este, que recogería los sistemas de drenaje de la parte norte de Arraiján, (Burunga, río Perico, río Cáceres, río Potrero) y una segunda que recogería la mayor parte de los sistemas de drenaje de La Chorrera y el resto de Arraiján. Desde el punto de vista energético, estos dos proyectos han de requerir, en el mediano plazo importantes cantidades de potencia y energía eléctrica, en esa área geográfica, a partir del año 2022.

Consistente con este principio, el Gobierno Nacional, entrego en noviembre del 2015, la orden de proceder "para los estudios de requerimientos y especificaciones de lo que será la nueva planta de tratamiento de aguas servidas, que estará ubicada en el sector de Burunga, en Arraiján, 12.8 km al oeste de la ciudad de Panamá (al otro lado del Canal de Panamá). También fue notificada otra empresa estadunidense, para un trabajo similar en la desembocadura del rio Caimito en La Chorrera, a 32 Kilómetros de la Ciudad capital de Panamá.

Los dos proyectos, en conjunto corresponden a un área y población similar al Distrito Especial de San Miguelito, conllevan la ampliación del Proyecto de Saneamiento de la Ciudad y Bahía de Panamá, "van a permitir que se cuente con un sistema de sanidad básica a través de las colectoras de aguas servidas desde Tocumen, en el sector Este hasta La Chorrera".[111]

A la fecha, solo se tienen estimado los requerimientos eléctricos del Proyecto del sistema de Saneamiento de Burunga, que tiene un avance significativo, corresponde como con avance Demanda estimada, que se agregara a los actuales pronósticos de energía eléctrica, hasta que se identifiquen con mayor precisión los parámetros físicos de las próximas instalaciones, que permitirán la identificación de la energía eléctrica requerida, por las operaciones de ambos proyectos, correspondientes al Saneamiento Sector Oeste de la Bahía de Panamá.

[110] Palabras del presidente Juan Carlos Varela, ante los periodistas el 14 de septiembre del 2015.

[111] Ídem.

CONSUMO ELECTRICO ESTIMADO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (PTAR) DE BURUNGA (En Gwh)														
AÑO	m^3/s	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CAPACIDAD	m^3/s		0.6	0.6	0.6	0.6	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
I ETAPA	GWh		1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
II ETAPA	GWh						2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
TOTAL	GWh	0.0	1.0	4.0	4.0	4.0	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6

Tabla 30: Consumo Eléctrico Estimado de PTAR de Burunga (GWh)

Los requerimientos de energía eléctrica, del proyecto ampliado del Saneamiento de la Bahía, en un escenario moderado, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2017 - 2031, por operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en la **Tabla 31**.

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA S/OESTE ESCENARIO MODERADO Y ALTO CONSUMO (GWh)			
AÑO	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2019			
2020	4.0	1.0	5.0
2021	15.5	4.0	19.5
2022	15.7	4.0	19.7
2023	15.9	4.0	19.9
2024	16.1	6.6	22.7
2025	16.3	6.6	22.9
2026	16.4	6.6	23.0
2027	16.6	6.6	23.2
2028	16.8	6.6	23.4
2029	16.9	6.6	23.5
2030	17.1	6.6	23.7
2031	17.3	6.6	23.9
TOTAL	185	66	251

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA S/OESTE ESCENARIO PESIMISTA CONSUMO (GWh)			
AÑO	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2019			
2020			
2021	4.0	1.0	5.0
2022	15.5	4.0	19.5
2023	15.7	4.0	19.7
2024	15.9	4.0	19.9
2025	16.1	4.0	20.1
2026	16.3	4.0	20.3
2027	16.4	6.6	23.0
2028	16.6	6.6	23.2
2029	16.8	6.6	23.4
2030	16.9	6.6	23.5
2031	17.1	6.6	23.7
TOTAL	167	54	221

Tabla 31: Consumo de Energía en el Proyecto Ampliado del Saneamiento de La Bahía

MEGAOBRAS del IDDAN de Alto Consumo Eléctrico

Como enunciamos anteriormente, el IDDAN ha programado la licitación y ejecución de obras, para cumplir el Plan “100/0”, dentro del horizonte del PESIN 2017 – 2031, en la cual se contempla la construcción de varias potabilizadoras de agua, a lo largo del país. Instalaciones de consumo intensivo de energía eléctrica, que requieren de la previsión oportuna de la potencia demandada.

Aunque, a la fecha, se tiene información detallada de los parámetros de las instalaciones de las nuevas potabilizadoras, de sus motores y bombas anexas eléctricas, ETESA no tiene la data disponible de potencia y energía eléctrica que cada uno de estos proyectos demandara al sistema eléctrico nacional.

MEGAOBRAS DEL IDDAN DE ALTO CONSUMO ELECTRICO CONTEMPLADAS, EN EJECUCION A LA FECHA
PERIODO 2017-2024

PROYECTOS POTABILIZADORAS	DISTRITO	CAPACIDAD FIRME Mill. Gal (MGD)		ESTADO DEL PROYECTO	TERMINO DE ENTREGA	FECHA TENTATIVA OPERACIONES	CONSUMO ELECTRICO IMPUTABLE
		1 FASE	2 FASE			1 FASE	
HOWARD	ARRAIJAN	40 Mill Gal(MGD)	60 Mill. Gal(MGD)	ADJUDICADA 5 DIC 2016	1,645 DIAS CALENDARIOS	ENERO 2022	N/D
GAMBOA	PANAMA	60 Mill Gal(MGD)	80 Mill. Gal(MGD)	EVALUACION	1,745 DIAS CALENDARIOS	ABR 2022	N/D
SABANITAS II	COLON Y AREAS ALEDEÑAS	30 Mill. Gal (MGD)		ADJUDICADA 22 FEB 2017	1,695 DIAS CALENDARIOS	FEB 2022	N/D
LA ARENOSA	CHORRERA, CAPIRA, CHAME, SAN CARLOS Y RIO HATO	60 Mill Gal(MGD)	80 Mill. Gal(MGD)	EVALUACION	1,945 DIAS CALENDARIOS	JULIO 2023	N/D
SANTIAGO	SANTIAGO, LA ATALAYA, MONTIJO Y AREAS ALEDAÑAS	60 Mill Gal(MGD)	80 Mill. Gal(MGD)	PREPARACION DE PLIEGOS		ENERO 2024	N/D
CHILIBRE (AMPLIACION) NUEVO MODULO	PANAMA	15 Mill. Gal(MGD)		POR ADJUDICAR	1,645 DIAS CALENDARIOS	ENERO 2022	N/D
TOTAL		265 Mill. Gal(MGD)	345 Mill. Gal(MGD)				

Tabla 32: MEGAOBRAS del IDAAN de Alto Consumo Eléctrico

En consideración, a que la Planta Potabilizadora "Federico Guardia Conté", ubicada en el corregimiento de Chilibre, produce 250 MGD de agua, en el 2015, utilizando 125 GWh anuales, para su proceso de potabilización y de las respectivas bombas de impulso, para el transporte al consumidor del producto final. Es de esperar que las energías requeridas por las instalaciones listadas, deberán ser estimadas por encima de ese nivel, para el periodo operativo de 2022 al 2025. Demanda no considerada en los actuales pronósticos de energía eléctrica, 2017-2031, hasta que se cuantifiqué con mayor precisión los requerimientos eléctricos, de las instalaciones a entrar en operaciones en el periodo.

Transporte Masivo de la Ciudad De Panamá

Al igual que el mega-proyecto anterior el Sistema Masivo de transporte de la ciudad de Panamá, "Metro", un sector consumidor intensivo de energía, se encuentra detallado en los Estudios Básicos 2011-2025. A la fecha, se encuentra implementada, en su totalidad la Línea 1, Albrook – San Isidro. La Línea 1 fue expansionada con la construcción adicional de 2 km., de la segunda fase, (Tramo San Isidro-Los Andes), en el año 2015.[112]

A continuación de este Plan Maestro de la Secretaria del Metro (SMP), pretendía poner en operaciones, a inicios del año 2018, los 19 km. de la primera fase de la Línea 2 (Tramo La Doña - San Miguelito) con sus respectivas estaciones de abordaje, con lo cual permitiría el acceso expedito y cómodo al centro y oeste de la Ciudad, de una gran porción de la población de las comunidades del extremo este de la misma. Con punto final de llegada, la Terminal de Transporte de Albrook, por medio de la estación enlace de San Miguelito.[113] Plan que contemplaba, la construcción de la segunda fase de la Línea 2 en un futuro próximo y adicional la construcción y operación de la primera del fase monorriel de la Línea 3, hacia el área oeste de la provincia de Panamá, con fecha de operaciones en el año 2035.

En la actualidad, este mega-proyecto, se ha modificado, en razón de la necesaria revisión de prioridades, por

[112] La Fase 1 de Línea 1, se entregó para operaciones en el año 2014. La extensión de la Línea 1, tramo de 2.1 kilómetros, a un costo de 181.4 millones de dólares, recibió orden de proceder a partir del 3 de octubre del 2014 y fue entregada para operaciones desde el 15 de agosto del año 2015.

[113] La línea 2 del metro, la Secretaría del Metro de Panamá inicio en diciembre del 2013, la elaboración de los términos de referencia para los estudios de esa línea, con el fin de adelantar el proceso de negociación y contratación, y entrada en operación, 2017-2018. Pero, no es hasta el 2015 que recibe la orden de proceder, para una fecha probable de entrada en operaciones en el año 2019.

parte de la nueva dirección gubernamental del país. La imperiosa necesidad del transporte masivo, para las comunidades del área este de la ciudad, impuso la re-actualización y reprogramación del Plan Maestro del Trasporte Masivo de lo que se conoce como Área Metropolitana de la Ciudad de Panamá, (AMP).

Al momento, se contempla dar servicio a toda la Ciudad de Panamá y su área de influencia (AMP), incluyendo las comunidades del área este de la ciudad, del Distrito especial de San Miguelito, y del área oeste que comprende los distritos de Arraiján y La Chorrera. Esta actualización del Plan Maestro de la Red del Metro, para el año 2040, de ocho líneas ferroviarias y más de 90 estaciones, al año 2040, cubre un área de aproximadamente 54,000 Ha. El plan es integración total del trasporte masivo de la Ciudad de Panamá, de las líneas de buses metropolitanos que conectarían las estaciones del Metro, del Mono Riel, de un Tren Ligero y de líneas de Tranvía; todos utilizando la energía eléctrica como fuente motriz, con la excepción de los Metro Buses.

En la **Tabla 33**, se detalla el nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo del Área Metropolitana de Panamá (AMP), con fechas tentativas de operación.

NUEVO PLAN MAESTRO DE TRANSPORTE MASIVO
AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE PANAMA
AÑOS 2015- 2040

LINEA	DESTINOS	TIPO DE TRANSPORTE	DISTANCIA	FECHA PROBABLE DE OPERACIONES
LINEA 1				
FASE 1	ALBROOK - LOS ANDES	METRO	16.5 kms	2014
FASE 2	LOS ANDES - SAN ISIDRO	METRO	2.2 kms	2015
FASE 3	SAN ISIDRO - VILLA ZAITA	METRO	2.12 kms	2018 - 2019
LINEA 2				
FASE 1	SAN MIGUELITO - NUEVO TOCUMEN	METRO	22 kms	2019
FASE 2	SAN MIGUELITO - BELLA VISTA (C. COSTERA)	METRO	8 kms	2024-2025
FASE 3	NUEVO TOCUMEN - FELIPILLO	METRO	2.2 kms	2022-2023
FASE 4	UTP - AEROPUERTO DE TOCUMEN	TREN LIGERO	3 kms	2021-2023
LINEA 3				
FASE 1	ALBROOK - CIUDAD DEL FUTURO	MONORRIEL	27 kms	2022
FASE 2	CIUDAD DEL FUTURO - LA CHORRERA	MONORRIEL	7 kms	2026 -2028
LINEA 4	PEDREGAL - PUNTA PACIFICA	METRO		?
LINEA 5	COSTA DEL ESTE -OBARRRIO	METRO		?
LINEA 6	ALBROOK - CIUDAD DE LA SALUD (CENTENARIO)	TRANVIA		?
LINEA 7	5 DE MAYO - CASCO ANTIGUIO	TRANVIA		?
LINEA 8	DON BOSCO - VILLA ZAITA	TRANVIA		?

Nota: **Las fechas probables de proyectos del Plan Maestro, no formalizados a la fecha, que pueden completarse dentro del periodo de estudio 2016 - 2030, son estimadas por ETESA.**

Tabla 33: Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040

TABLA 1.33

El nuevo Plan Maestro identifica un programa de ejecución de obras de las primeras fases de las Líneas 2 y 3, y de una nueva extensión de la Línea 1 San Isidro – Villa Zaita.[114] Para las otras obras de este Plan masivo, ETESA supone fechas probables de operaciones.

Dada la experticia adquirida por los contratistas de ejecución de las obras, al igual de las otras empresas subcontratistas involucradas, inclusive de los obreros de construcción nacionales que participaron de la implementación de la Línea 1 y a la ausencia de obras subterráneas, en esta Fase del Metro, se espera que las obras de infraestructura de la Fase 1 de la Línea 2 puedan estar finalizadas en noviembre del 2018 y en operación, a principios del año 2019, un periodo de cuatro años.[115]

Al presente, el Gobierno Nacional, en consideración a las bondades en la operación de la Línea 1 del Metro, de agosto del 2014 a la fecha, y al creciente y caótico tráfico urbano en la zona norte de la Ciudad, San Miguelito, Las Cumbres, Alcalde Díaz, etc., identificó la necesidad de crear una Terminal Norte de Transporte. Por lo que solicito a la Secretaría del Metro de Panamá (SMP), el trazado preliminar de una nueva extensión de Línea 1 del Metro, que iría desde la actual terminal norte de San Isidro hasta Villa Zaíta, en el corregimiento de Las Cumbres, al norte de la ciudad. Un nuevo tramo de extensión de 2.5 kilómetros aproximadamente con una nueva subestación elevada terminal, de la Línea 1. De implementarse esta nueva fase, la línea ferroviaria alcanzaría los 18 kilómetros de extensión y estaría compuesta por un total de 16 estaciones.

Además, se planea una nueva y completa terminal de Transporte Multimodal, Terminal Norte, con capacidad de estacionamiento suficiente para aparcar carros, buses, taxis, lo que permitirá que el tráfico de las comunidades de Panamá Norte, Las Cumbres, Alcalde Díaz, Chilibre y del Área de Colón; puedan hacer intercambio, abordando el Metro para trasladarse hasta diferentes puntos a lo interno de la Ciudad de Panamá. La construcción de la extensión de la Línea y de la terminal multimodal requiere de cambios en el trazado actual de la vía Transístmica y los servicios públicos conexos. La aprobación final del Sub Proyecto, presupuesto asignado, fecha de entrega a operaciones del mismo, como extensión adicional a la Línea 1, debe ser determinada, aun por el Gobierno nacional.

Por otro lado la línea 3 del SMP, planeada como el acceso oeste de la Ciudad, que iría desde la Terminal de Albrook hasta La Chorrera, ya supero la etapa final de estudio, por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), encargada de realizar el estudio de factibilidad para

[114] Obras firmes dentro del Plan Maestro de Transporte y de la Agenda gubernamental, 2014-2019.

[115] El término de la licitación es por 42 meses, con orden de proceder de noviembre del 2015.

su construcción.[116] La cooperación para el estudio, así como un posible y módico financiamiento del total de las obras de esta Línea del SMP, por parte del gobierno japonés, siempre y cuando sean intereses japoneses lo que ejecuten las obras.

En paralelo la SMP colabora con la Autoridad del Canal de Panamá, y los encargados de hacer los estudios del cuarto puente vial sobre el Canal, ya que se requerirá de un paso férreo doble sobre la estructura vial que se construya, para lograr la conectividad de la tercera línea, con el sector oeste de la ciudad.

Bajo un análisis conservador, el gobierno actual considera que las obras mencionadas de la Línea 3 del SMP, se pueden ejecutar sin contratiempos en un lapso no mayor de cinco (5) años, luego de la orden de proceder. El incremento de carga, originada en este proyecto, se dará dentro del periodo de análisis de la presente proyección de demanda eléctrica, años 2017-2031, por lo cual se agregará la carga originada por esta expansión del transporte masivo urbano, a los requerimientos del sistema eléctrico nacional.

Un elemento adicional a considerar en la proyección de la demanda y consumo de energía del sistema masivo de transporte de la Ciudad de Panamá, es la posible conexión de la Línea 2, estación UTP (Tocumen) – Aeropuerto Internacional de Tocumen, denominada Extensión 2 de la Fase 1 de línea 2, comprende una extensión de viaducto férreo de 3 kms, y de estaciones terminales.[117] Esta nueva facilidad, de un metro ligero de tres carriles, permitiría el acceso de los empleados y usuarios del aeropuerto al sistema masivo de transporte metropolitano. Esta extensión tendría su estación de acceso junto a la nueva Terminal Sur del aeropuerto, actualmente en construcción.

Los beneficios de esta conexión al sistema Metro, para la operación aeroportuaria, facilitando un nuevo modo del acceso a las instalaciones del terminal aéreo, reduce la necesidad de espacios para estacionamientos dentro de las terminales aeroportuarias, así como mejora el uso de la actual viabilidad dentro y en las cercanías de las instalaciones aeroportuarias; son razones más que suficientes para que la AIT, luego de finalizadas las principales obras de esta etapa de la expansión aeroportuaria, este anuente a financiar esta conexión al sistema de transporte masivo.[118]

Seguramente es de esperar, que finalizada la Línea 2 Fase 1, se inicien en poco tiempo las obras para

[116] El acuerdo con el Gobierno de Japón para fijar los términos de la cooperación técnica y financiera para la construcción de La línea 3 del Metro de Panamá hacia la provincia de Panamá Oeste, fue firmado el 14 de enero del 2016.

[117] El diseño de la extensión y sus terminales no está definido.

[118] La etapa de expansión aeroportuaria, que incluye la puesta en operaciones del Terminal Sur y obras conexas, se espera estén totalmente terminadas para el año 2018. A la fecha, existen planes de expansiones en el área de carga y de una nueva terminal y pista por AIT, dentro del horizonte del Pesin 2016-2030.

completar la Línea 2, Fase 2 San Miguelito – Hotel Miramar. Siendo optimistas estas obras podrían realizarse en un plazo de 48 meses, adicional al plazo de un año necesario para los estudios y licitación respectivos, con entrada en operación en el año 2023. Aunque, no se tiene información precisa de esta fase de la Línea 2, pero con base en los kilómetros de Línea de construcción férrea, 8 Km y la necesidad de construir 5 nuevas estaciones de paso y una estación terminal en la Avenida Balboa, considerando que por lo menos tres de ellas deberán ser del tipo soterradas, por su inserción al centro urbano de la Ciudad de Panamá.

Para el desarrollo del Modelo de demanda 2017 -2031, los requerimientos de energía y potencia eléctrica, originada en el desarrollo del transporte masivo del AMP, se opta por elaborar escenarios alternativos de demanda eléctrica, acorde al cumplimiento de ejecución de obras del Plan Maestro del Transporte Masivo.

Escenario Moderado

En vista que el reciente Plan Maestro del Transporte Masivo, se convierte en el escenario más probable, el cual comprende como base la operación completa de la Línea 1 Albrook – Villa Zaita. Dada la incorporación de la operación de la estación terminal de San Isidro y la extensión de aproximadamente 2 kms de vía, se estima una demanda agregada de aproximadamente 1.2 MW, para el año 2015, que progresivamente alcanzara en el año 2030 un parámetro de 1.5 MW.

La construcción de una nueva terminal del Metro en la zona norte de la Ciudad, que facilite el movimiento de personas hacia el centro de la ciudad, conforma parte integral de la actual agenda del Gobierno Nacional para el quinquenio 2014-2019. La SMP estima, el periodo de construcción de estas instalaciones en 30 meses, más un año de trámite, indica como fecha más temprana, de la entrada en operación de la extensión 3 de la Línea 1 y de la nueva terminal de la línea 1 y obras anexas, el año 2021.[119]

Se contempla la negociación y la emisión de la orden de proceder de la Extensión 3 de la Fase 1, 2 kms., línea San Isidro-Villa Zaita y en conjunto con la construcción de la nueva estación terminal del Metro. Lo que facilitará el movimiento de personas del sector norte de la Ciudad y comunidades aledañas, el acceso al centro de la Ciudad de Panamá. Con lo cual, la

[119] De iniciar el proceso de licitación, en julio del 2017, como fecha más tardía. El plan original del SMP, contemplaba esta obra para el 2019, pero los tiempos de negociación y ejecución, no permiten alcanzar esta meta.

Línea 1 completa, demandara por sí sola, casi 14 MW en el año 2019.

De manera que esta Fase 1, de la Línea 2 y su programada extensión a Felipillo estén completas y en operación en el año 2020. Obras que pueden ser licitadas, negociadas y construidas, en un periodo total de 24 meses

Para el año 2019 se espera entre en operación la Fase 1 de la Línea 2, Nuevo Tocumen - San Miguelito. De la implementación de la primera fase de la Línea 2, la demanda de servicio eléctrico, se espera incremente inicialmente en 12 MW, al año 2021 creciendo a 14 MW,[120] en un periodo de cuatro años, estabilizándose el requerimiento de la nueva Línea hasta el año 2035, meta del escenario inicial de movilización total del transporte urbano masivo, en la ciudad de Panamá.

El paso siguiente de este escenario contempla, la puesta en operación de las etapas de la Fase 1 de la Línea 3, un monorriel Albrook – Arraiján (Ciudad del Futuro), entrando en operación a no más tardar del año 2022. Esta infraestructura vial tendrá la capacidad inicial de transportar, 20 mil pasajeros por hora, en la hora pico, hasta una capacidad de diseño final de 30 mil pasajeros por hora, con trenes de seis vagones. Los vagones tendrán capacidad para 270 asientos y contendrán amplia aérea para personas, que podrán viajar de pie, durante el recorrido

El proyecto de transporte consiste de un monorriel en una vía de dos circuitos.[121]

Circuito Este: Albrook - Nuevo Chorrillo, 17 .5 kms., ocho estaciones, 20 min.

Circuito Completo Albrook – Ciudad del Futuro 25.85 kms., siete estaciones, 45 min.

Esta etapa de la Línea 3 tendrá un recorrido total de 26.7 Kms. a lo largo del cual se distribuirán de 14 estaciones. Incluye Patio de servicio de la Línea 3, en Ciudad del Futuro.

En resumen, el escenario conservador, se fundamenta en el programa a corto y mediano plazo del SMP, conceptualizado originalmente en el Estudio de Demanda para la Línea 1 del Sistema de Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá. Contempla, la Fase 1 de la Línea 2 Nuevo Tocumen –San Miguelito, en el año 2019. Posteriormente tenemos la entrada en operación de la Fase 1 de la Línea 3 Albrook – Ciudad del Futuro, año 2022 y la extensión de las Línea 2, Fase 1 Nuevo Tocumen – Felipillo en el año 2021. Programa de obras, considerado como el **"plan firme de SMP"**.

[120] Se considera que la entrada de la primera fase de la nueva Línea 2, implica una demanda mayor a la Línea 1, en correspondencia a una operación longitudinal de 22 Km., mayor a la Línea 1 y la construcción de una nueva estación terminal adicional a otras 14 estaciones de abordaje.

[121] No está claro, si el circuito Este Albrook – Nuevo Chorrillo entrara en operaciones, mientras se completa la construcción del circuito hasta Ciudad del Futuro.

Como un posible desarrollo lógico de la expansión del sistema de transporte masivo, en el horizonte del estudio del pronóstico 2015-2031, se espera la construcción de la conexión de la estación UTP de Línea 2 del Metro con el Aeropuerto de Tocumen, antes del año 2021. Obra no contemplada en este Plan, la cual es responsabilidad del Aeropuerto Internacional de Tocumen (AIT). Desarrollo del SMP con una demanda estimada máxima de 63 MW, en un escenario conservador al año 2031.

Los consumos anuales originados en la operación del Sistema Metro de Panamá (SMP), en un Escenario Moderado o Conservador, dentro del horizonte del PESIN 2017-2031.

CONSUMO POR LINEA
PLAN MAESTRO SMP
AÑOS 2015 -2031
EN MWh

AÑOS		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	TOTAL
2015		**25,696**					**25,696**
2016		35,212					35,212
2017		35,212					35,212
2018		35,212					35,212
2019	(a)	**58,352**	**127,920**				186,272
2020		58,352	127,920				**186,272**
2021	(b)	**65,880**	127,920				193,800
2022		65,880	127,920				193,800
2023	(c)	65,880	127,920	**83,160**			276,960
2024	(d)	65,880	**167,400**	83,160			316,440
2025		65,880	167,400	83,160			**316,440**
2026		65,880	167,400	83,160			316,440
2027		65,880	167,400	83,160			316,440
2028		65,880	167,400	83,160			316,440
2029		65,880	167,400	83,160			316,440
2030		65,880	167,400	83,160			316,440
2031		65,880	167,400	83,160			316,440

Tabla 34: Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador

Los registros estimados para el escenario conservador, se basan en expectativas realistas, en la disponibilidad de los recursos para su implementación y con una alta probabilidad de ejecución en el tiempo. Las cuales consisten en implementar en el orden presentado las fases programadas del Sistema de Transporte Masivo del AMP, de acuerdo al cronograma establecido.[122]

[122] La continuación del Plan Maestro, como son las fases posteriores de las Líneas 2 y 3, de acuerdo a

Escenario Demanda Alta

Con respecto al Pronóstico de Demanda Alta, en adicción al **"plan firme de SMP",** referenciado como escenario moderado, se considera que, de mantenerse, en los años 2016-2018, excelentes expectativas de crecimiento económico del país, derivadas inicialmente de una buena operación de la ampliación de Canal de Panamá, en conjunción con otros factores favorables, en el entorno nacional e internacional, se contempla el adelanto de obras no plasmadas en este plan, que entran dentro del horizonte del PESIN 2017-2031.

En un escenario ideal, es de esperar el Gobierno Nacional, impulse de inmediato, la continuación del programa de construcciones del SMP, con la orden de proceder de la Extensión 1 de la Fase 1 de la Línea 2, Nuevo Tocumen – Felipillo, antes de la entrega por el contratista del tramo en construcción Nuevo Tocumen-San Miguelito; aprovechando la economía de escala, gracias a los ahorros que se crean en la continuación de obras similares, con equipo que va quedando ocioso al término de etapas anteriores de las obras principales del contrato.

En segundo lugar, se considera, que, en una economía floreciente, se anexe al nuevo plan de expansión del Aeropuerto de Tocumen, en estudio, expansión denominada "Hub de Carga". Proyecto que aborda, la expansión considerable de la actual terminal de carga, la construcción de galpones y galeras para que operen empresas de manufactura liviana y logística, lo que implicara un incremento de tráfico de personal, equipo y mercancías en los alrededores de las instalaciones aeroportuarias.

Situación que provocaría colapsos en el movimiento de automóviles y personas dentro de las instalaciones aeroportuarias, lo que justificaría, en demasía priorizar inversiones, que faciliten el acceso de personas al aeropuerto, minimizando el transporte en automóviles, taxis y la demanda de estacionamientos. Lo que motivaría realizar los esfuerzos necesarios, para adelantar de inmediato la construcción de la vía férrea aeroportuaria, de conexión con la Línea 2. La extensión de Conexión de 2 a 3 kms., conectando la estación del Metro UTP –con Aeropuerto (Terminal Sur), al año 2021. Se estima una demanda adicional de 1.0 MW y un consumo adicional de 5.1 GWh anualmente

Otro elemento a considerar en el escenario de Demanda Alta, proviene de la posible presión socio política, de parte de los potenciales usuarios provenientes del área este de la ciudad, para que se inicien antes del año 2021 las obras de construcción de la Fase 2 de la Línea 2, San Miguelito-Parque Urraca (Cinta Costera),

los ejecutivos del Metro de Panamá, quedan pendientes a los resultados de las primeras fases y al futuro estado financiero de la economía nacional.

inmediatamente entren en operación las instalaciones de la fase 1 de la Línea 2, a medida que no haya en ejecución más mega obras estatales. Por lo cual se puede esperar que estas instalaciones pueden estar en operación a más tardar en el año 2027. Con lo cual esta línea alcanzaría un consumo de 308 GWh y una DMax de 55 MW.

Finalmente, es de esperar que el gobierno central de la administración 2019 -2024, impulse también las obras de los 7 kilómetros restantes, de la Línea 3 Fase 2 Ciudad del Futuro - La Chorrera, para que la Línea completa entre en operaciones a más tardar en el año 2028. Obra que se terminaría en tiempo, con la anuencia del ejecutivo en funciones del periodo 2024-2029. La Línea 3 en su vía completa hasta Chorrera consumiría, un estimado de 128 GWh.

Los requerimientos en energía del escenario de Demanda Alta:

CONSUMO POR LINEA
ESCENARIO OPTIMISTA
AÑOS 2015 -2031
EN MWh

AÑOS		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	TOTAL
2015		**25,696**					**25,696**
2016		35,212					35,212
2017		35,212					35,212
2018		35,212					35,212
2019	(a)	**58,352**	**127,920**				**186,272**
2020		58,352	127,920				186,272
2021	(b)	**65,880**	**179,400**				**245,280**
2022		65,880	179,400				245,280
2023	(c)	65,880	179,400	**83,160**			**328,440**
2024		65,880	179,400	83,160			328,440
2025		65,880	179,400	83,160			328,440
2026		65,880	179,400	83,160			328,440
2027	(d)	65,880	**308,280**	83,160			**457,320**
2028	(e)	65,880	308,280	**128,520**			**502,680**
2029		65,880	308,280	128,520			502,680
2030		65,880	308,280	128,520			502,680
2031		65,880	308,280	128,520			502,680

Tabla 35: Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta

Escenario Demanda Baja

Es un escenario, basado en premisas de cambios desfavorables, muy contrarios a los que el país ha transitado los últimos diez años. Entre las que podemos mencionar, cambios en el entorno económico nacional e internacional, que originen disminuciones en el crecimiento económico, que derivan a su vez en restricciones para la obtención de los recursos financieros, necesarios para cubrir las inversiones que requieren los diversos elementos del Plan Maestro.

La priorización de inversiones en un entorno económico difícil, llevaría a las futuras administraciones del Estado, a considerar sus opciones, en donde el cumplimiento estricto del Plan Maestro de Transporte, es solo una parte del universo de problemas que deben enfrentar. El carácter del entorno económico, podría derivar en retrasos y/o suspensión total del programa de obras del transporte masivo.

Con el fin de analizar un matiz leve de cambios económicos desfavorables, aunado a contingencias propias del proceso de construcción, se establecerá un escenario en que las metas del Plan Maestro de –Transporte Masivo, serán iguales al Plan Maestro vigente, con las respectivas modificaciones planteadas ante previstos retrasos, a efecto de deterioro económico resultante de impactos externos e internos, y/o la aparición de condiciones socio-políticas futuras, que requieran la atención de otras prioridades.

Línea 2, Fase 1,	Nuevo Tocumen – San Miguelito,	2020
Línea 3, Fase 1,	Albrook –Ciudad del Futuro	2024
Línea 1, Fase 3,	Ext.3 de Línea 1, San Isidro-Villa Zaita	2024
Línea 2 Fase1,	Ext 1, Felipillo - Nuevo Tocumen	2026
Línea 2, Fase 2	San Miguelito Cinta Costera (Ave Balboa)	2035

CONSUMO POR LINEA
ESCENARIO PESIMISTA
AÑOS 2015 -2031
EN MWh

AÑOS		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	TOTAL
2014		**25,696**					**25,696**
2015		35,212					35,212
2016		36,537					36,537
2017		36,537					36,537
2018		36,537					36,537
2019		36,537					36,537
2020	(a)	**58,352**	**127,920**				**186,272**
2021		58,352	127,920				186,272
2022		58,352	127,920				186,272
2023		58,352	127,920				186,272
2024	(b) y ©	**63,426**	127,920	**83,160**			**274,506**
2025		63,426	127,920	83,160			274,506
2026	(d)	**65,880**	**167,400**	83,160			**316,440**
2027		65,880	167,400	83,160			316,440
2028		65,880	167,400	83,160			316,440
2029		65,880	167,400	83,160			316,440
2030		65,880	167,400	83,160			316,440
2031		65,880	167,400	83,160			316,440

Tabla 36: : Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Baja

Consumo Energético del Sistema Masivo de Transporte Metro

En este punto debemos mencionar, que en los escenarios moderado y de alta demanda, que se consideran poco conservadores, en vista a las obras y a la cuantía de la inversiones, a emprender Pero, dado el creciente problema de movilización en el Área Metropolitana de la Ciudad de Panamá, que le da al tráfico urbano calidad de caótico, recibe señales importantes del Gobierno, de darle prioridad a la solución inmediata del mismo. Estos escenarios agresivos representativos del consumo del Transporte Masivo para los pronósticos Moderado y de alta demanda del Modelo.

Para el estimado energético se utilizó una mecánica basada en el uso del equipo móvil, en primer lugar, se utilizó el un perfil de carga horaria, o sea el número de trenes por horas en días

laborables, sábados, domingo y en consideración a los tradicionales días de asueto del país. Con lo cual se definió, el monto de energía anual que este proyecto demandaría al SIN, en escenarios alternativos, moderado, de alta demanda, y de baja demanda desde el año 2015 al año 2030.

En el cuadro siguiente se resumen los requerimientos estimados de energía eléctrica de SMP, de acuerdo a los escenarios planteados, para el periodo de análisis del PESIN 2017-2031.

CONSUMO DE ENERGIA DE SMP GWh			
AÑO	Escenario Conservador TOTAL	Escenario de Alta Demanda TOTAL	Escenario de Baja Demanda TOTAL
2015	25.7	25.7	25.7
2016	35.2	35.2	35.2
2017	35.2	35.2	35.2
2018	35.2	35.2	35.2
2019	186.3	186.3	35.2
2020	186.3	186.3	186.3
2021	193.8	245.3	186.3
2022	193.8	245.3	186.3
2023	277.0	328.4	186.3
2024	316.4	328.4	274.5
2025	316.4	328.4	274.5
2026	316.4	328.4	316.4
2027	316.4	457.3	316.4
2028	316.4	502.7	316.4
2029	316.4	502.7	316.4
2030	316.4	502.7	316.4
2031	316.4	502.7	316.4

Tabla 37: Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda

Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen

La importancia de la industria área panameña, es referenciada por los aportes al Producto Interno Bruto, los cuales bordean los 2 mil millones de dólares y equivalen al 4.2 % de la economía del país, casi toda gestionada en el Aeropuerto de Internacional de Tocumen (AIT).[123] El más importante del país y el de mayor tráfico de la región centroamericana, cuyos registros de operaciones revelaban que la capacidad en la atención aeroportuaria de la terminal, llegaba rápidamente a su nivel de saturación. Específicamente el movimiento de pasajeros en la terminal aérea había promediado en el quinquenio 2000-2005, una tasa de crecimiento anual de 7%, como se evidencia en la tabla siguiente. Con lo cual se infería que el movimiento de pasajeros, se duplicaría cada 10 años, sobrepasando la capacidad de atención del AIT.

Para la continuación óptima de las operaciones del aeropuerto se requería de la remodelación y expansión de las infraestructuras si se deseaba mantener el nivel de la terminal. La repuesta fue el diseño e implementación de un ambicioso plan maestro de mejoras a la terminal, que en un periodo de 25 años, debía permitir que el aeropuerto manejara hasta 30 millones de pasajeros en el último año del plan, año 2030.[124]

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, constaba de cuatro fases bien definidas, en obras a realizar y plazos de implementación, se deberían realizar en varias administraciones, por lo cual, deberá ser considerado un "proyecto estratégico del estado de Panamá". El Plan Maestro diseñado fue:

Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros -2008
Fase 2: Construcción del Muelle Norte-2015
Fase 3: Construcción del Muelle Sur -2020
Fase 4: Nueva Expansión de la Terminal -2025

La primera fase de ampliación y modernización de las instalaciones de la vieja terminal, iniciada en el año 2004, concluyo en el 2008, le aportó a la vieja Terminal amplias y cómodas salas de abordaje, de entrega de equipajes, de la adecuación del área comercial y de la mejora de las 14 puertas de embarque existentes más la incorporación de ocho nuevas zonas, para un total de 22 nuevas facilidades de embarque y

[123] Martes Financiero, revista de La Prensa, No. 913, 16 Feb. del 2016.
[124] Con base en una tasa de crecimiento de sostenida de 10% anual, muy por debajo de las tasas de crecimiento presentadas en los últimos años del quinquenio 2001-2005.

desembarque. Además, esta fase incluyo la construcción de edificios de gestión y administración del AIT, así como mejoras sustanciales a las áreas de mantenimiento del AIT.

Gracias al sostenido crecimiento económico de nuestro país, años 2006-2010, especialmente en su función de destino turístico y de negocios, el movimiento de pasajeros en Tocumen se duplicó, por lo cual el Ejecutivo ordena el adelanto e implementación inmediata de la fase 2 del plan maestro vigente, el "Muelle Norte". Inversión de $100 millones, la cual es una edificación de dos niveles de 21.000 metros cuadrados que cuenta con 12 nuevos puentes de abordajes, pista de rodaje para las naves, salas de espera, comercios, vías de servicios, bodegas, oficinas para las líneas aéreas y oficinas administrativas. Ya era de conocimiento de la AIT, que el movimiento total de pasajeros para el año 2015, sobrepasaría prematuramente el tope de 10 millones de pasajeros.[125]

Se entiende que para mantener la competitividad del AIT, la mejor alternativa, era la construcción de inmediato de la nueva Terminal Sur, que comprende 75 mil m^2 de construcción e incluirá nuevas áreas de migración y aduana, áreas de equipajes, salas de espera áreas comerciales y de 30 nuevos puertas de abordaje que permitirá procesar a AIT hasta 15 millones de pasajeros anuales.[126]

La Terminal Sur, que debe estar en operaciones en el año 2017 incluye una nueva torre de control, plataforma de estacionamientos de aeronaves, sistema de abastecimiento de combustibles, una nueva pista de aterrizaje, calles de rodamiento. Además, el suministro y puesta en servicio de generadores de reserva para la nueva terminal nuevas áreas de estacionamientos. La culminación de esta expansión permitiría, pasar de las actuales 32 operaciones por hora en la actualidad, duplicando la misma a un límite de capacidad de 63 operaciones por hora.

A la fecha, la capacidad actual del AIT le permite atender cada año, entre 13 y 14 millones pasajeros, estimación operativa de la AIT para el año 2015. Unos 13 millones 434 mil 673 pasajeros se transportaron entre enero y diciembre del pasado año 2015 a través del Aeropuerto Internacional de Tocumen, es decir 652 mil 506 pasajeros más con respecto al 2014.

Del anterior Plan de Desarrollo Aeroportuario, solo quedaría pendiente la construcción del "Muelle Sur", de la nueva Terminal Sur que se ha de desarrollar y culminar en el año 2020, para alcanzar un tope de servicio, de hasta a 18 millones de pasajeros. [127] Obras programadas

[125] Manejo máximo de las actuales facilidades aeroportuarias de AIT.

[126] IATA, Asociación Internacional de Transporte Aéreo, en Zúrich. Según Manual IATA el Nivel C: Buen nivel de servicio. Condiciones de flujo estables, demoras aceptables y buen nivel de confort.

[127] En la práctica, las dos primeras fases están

para iniciarse en los próximos 5 a 10 años, dependiendo del crecimiento real de las operaciones aeroportuarias.[128]

Consecuente con la tendencia de crecimiento de los servicios aeroportuarios de Tocumen, de la fuerte promoción turística del país y en conjunción con el servicio de transbordo a los cruceros, obliga a adelantar y terminar esta última etapa del Plan Maestro de la expansión, de cinco fases, planeada para el horizonte del año 2030.

Una vez que la Terminal Sur del aeropuerto esté operando a plena capacidad, con un aforo de 63 operaciones por hora, deberá comenzar a ejecutarse la quinta fase de la Ampliación planeada, para expandir las instalaciones más hacia el sur. Con esta nueva expansión de un "Muelle Sur", que agregarían unos 13 puertos de abordaje, con sus respectivas expansiones en las áreas de atención pública y áreas de operación, que incrementarían la capacidad operativa del aeropuerto a 73 por hora.

Pero las obras de infraestructura van más allá de la nueva plataforma de espera, pues se ha llegado a la conclusión que se necesita una tercera pista paralela en operaciones entre los años 2022 y 2024, la misma exigirá una nueva terminal entre ambas pistas. La AIT, planea el diseño, licitación de estas obras de ampliación en el año 2018, y empezar a construirlas en el año 2019.

Para las operaciones adecuadas de estas nuevas instalaciones aeroportuarias, se requiere de una fuerte ampliación del servicio eléctrico.

Por lo cual, se estableció en el contrato de ampliación de la fases 3 y 4, la construcción de una nueva subestación eléctrica encapsulada, con dos transformadores de potencia, 115/13.8 kV (7.5/9.375 MVA) y sus equipos auxiliares que alimente única y exclusivamente al aeropuerto de Tocumen, conectada a dos instalaciones de transmisión de ENSA, para mayor confiabilidad. [129] Instalación estimada inicialmente en 8 millones de dólares, que le permitirá comprar un flujo eléctrico firme y constante, que derivarían a su vez en ahorros futuros de facturación, gracias a la utilización de equipos más eficientes.[130]

Para efectos de los pronósticos de energía eléctrica, se ha supuesto que la implementación de esta fase estaría en operaciones en el año 2023, en el

completadas.

[128] Las expectativas son de un crecimiento del movimiento de pasajeros de un 6% anual sostenido pare el AIT. Según la IATA, el ponderado de este rubro, es dos puntos porcentuales sobre el crecimiento económico de los países. Panamá creció a una tasa sostenida promedio de más de 8%, en el último quinquenio.

[129] Contrato 038/12 ODEBRECHT, Diseño y construcción S/E encapsulada aislada denominada Aeropuerto Internacional de Tocumen, 115 /13.8 kV. Con dos (2) Transformadores de Potencia y equipos auxiliares. En un esquema de anillo con dos Líneas de 115 kV y dos salidas para transformadores.

[130] Supuestamente, esta conexión al SIN, deberá de ser en 115 KV, conectada en barra adicional dentro de la Subestación Tocumén, y de una nueva S/E Corredor Sur. Ambas de ENSA, para una mayor seguridad de suministro.

Escenario Moderado, resultando en una demanda adicional de 3 MW, con un estimado de consumo anual de 73.15 GWh, de ese año en adelante. Para el Escenario de demanda Alta se considera que la implementación estará lista en el año 2020, con lo cual se adelantaran los parámetros de demanda y consumo estimados.

En las tablas siguientes se muestran los cambios en los requerimientos incrementales de potencia y energía, por parte del SIN. Información que maneja la empresa Distribuidora ENSA, basada en la modificación del nuevo Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario. Información compartida con ETESA.[131]

[131] Nota DI-ADM-040-2015 DEL 28 de enero del 2015

DEMANDA (MW) AÑOS 2014 -2024

	AÑOS										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EXPANSION AIT	3.0	3.0	3.0	3.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	12.0	12.0

Tabla 38: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW

CONSUMO (MWh) AÑOS 2014 -2024

	AÑOS										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EXPANSION AIT	18,287	18,287	18,287	18,287	54,861	54,861	54,861	54,861	54,861	73,148	73,148

Tabla 39: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh

DEMANDA Y CONSUMO INCREMENTAL DE ENERGIA ELECTRICA EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN						
AÑOS	BAJO CONSUMO		CONSUMO MODERADO		ALTO CONSUMO	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2014						
2015						
2016						
2017						
2018	6	36.57	6	36.75	6	36.94
2019	6	36.94	6	37.31	6	37.68
2020	6	37.31	6	37.86	9	54.86
2021	6	37.68	6	38.43	9	55.95
2022	6	38.06	6	39.01	9	57.07
2023	6	38.44	9	54.86	9	58.22
2024	6	38.82	9	55.68	9	59.38
2025	6	39.21	9	56.52	9	60.57
2026	6	39.60	9	57.36	9	61.78
2027	6	40.00	9	58.22	9	63.01
2028	6	40.40	9	59.10	9	64.27
2029	6	40.80	9	59.98	9	65.56
2030	6	41.21	9	60.88	9	66.87
2031	6	41.62	9	61.80	9	68.21

Tabla 40: Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen

Demanda Adicional No Estructurada

En este punto es necesario mencionar, que el Gobierno Nacional, a través de Tocumén S.A., adquirió de la Universidad de Panamá en el año 2012, 325 hectáreas de terrenos aledaños al aeropuerto, para expandir la infraestructura de la terminal aérea. El objetivo principal de esta adquisición, es obtener facilidades, vías de acceso rápido, áreas para la instalación de nuevas bodegas de almacenamiento, de área para nuevos tanques de combustibles y para la nueva subestación eléctrica de la terminal aeroportuaria entre otras facilidades a construir.

De estos, se destacan dos áreas de ampliación, el “hub logístico” de carga aérea, negocio de transporte, manejo y embalaje de mercancías de alto valor, por ejemplo, productos farmacéuticos. En segundo lugar, la Ciudad del Aeropuerto, como un proyecto integral, apto para abrir

negocios y servicios relacionados con las facilidades aeroportuarias.

En el nuevo Plan Maestro del AIT, el hub logístico de carga aérea es un elemento primordial de la nueva expansión. Consiste en áreas para las aerolíneas de carga, talleres de empresas y el desarrollo de una zona franca.

> *Como parte del proceso de ampliación del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la administración también tiene entre sus planes inmediatos la instalación de una Zona Libre para la manufactura de carga ligera*".[132] O sea, crear las facilidades para *"atraer empresas para que se instalen en el área de carga del aeropuerto y procesen productos con valor agregado".*[133]

El proyecto de la zona logística y abarca un área de 392 hectáreas, ubicada en los alrededores de la antigua terminal, paralelo a la pista norte, donde actualmente se realizan las actividades de carga aérea. [134] Con el fin de aprovechar la alta conectividad que ofrece la AIT, como Hub de las Américas, con 90 destinos de América, Europa y últimamente Asia. [135] con la actividad de carga aérea para darle valor a la mercancía, ofreciendo servicios adicionales, a sectores identificados, como exportaciones agrícolas y pesqueras, distribución de productos farmacéuticos y de suministros médicos, ensamblajes y distribución de productos de alta tecnología. El desarrollo de cadenas de valor agregado entre el transporte marítimo y aéreo.

La zona especial es parte de un plan de negocios que emprende AIT para darle uso al patrimonio extendido, 325 hectáreas adyacentes a la terminal aeroportuaria. [136] El Plan inmediato del AIT es invertir 60 millones de dólares en la construcción de las calles de rodaje, plataforma para los aviones de carga, en las zonas especiales. La construcción de las bodegas y demás infraestructura correrán por cuenta de las empresas que se instalen en la zona de procesamiento especial. Se espera, que cuando este en operaciones este centro logístico generara más de 9,000 empleos directos.[137]

---

[132] La Prensa, Domingo 31 de enero del 2016pag 25A
[133] Ídem.
[134] Vieja terminal, del año 1947, con operaciones completas en 1954, con una pista de asfalto de 2, 600 m. utilizada como terminal hasta el año 1978, cuando se construyó la nueva terminal, con una pista más larga 3,050 m.
[135] Llegada de nuevas aerolíneas como Lufthansa y Emirates Airlines.
[136] Tierras compradas de la Universidad de Panamá, antigua granja agropecuaria de la Facultad de Agronomía.
[137] La implementación de una vía férrea, en conexión con la Línea 2 del SMP. Sub-proyecto, cuya necesidad fue analizada en profundidad, en aparte de SMP.

De este proyecto de centro logístico no se tienen mayores detalles, con la excepción manifiesta de por parte de las gerencia de AIT y del Gobierno Nacional de darle inicios a al nuevo Plan Maestro de la Expansión aeroportuaria, en la que se incluye esta infraestructura, luego de la entrada en operaciones de la nueva Terminal Sur, pero a la fecha no existe un cronograma especifico. Por lo cual, no existen los elementos mínimos para estimar la posibles cargas eléctricas derivadas de las nuevas instalaciones de carga y de las futuras operaciones de la zona franca, que por su especialidad, serán de consumo intensivo de energía eléctrica.

Por otro lado parte de los terrenos se orientaran a la construcción de una Ciudad Aeroportuaria, ""*Airport City Concept*", para ofrecer a los viajeros, en la propia zona del aeropuerto un lugar de negocios, comercio y entretenimiento. O sea, un polo logístico con centros comerciales, hoteles, centros de convenciones e infraestructura para promover, entre otros, el turismo de salud y de negocios.

Inversión Privada

Paralelamente, un grupo de inversionistas privados proyecta destinar 400 millones de dólares para desarrollar otras 850 hectáreas cercanas a la Terminal aeroportuaria. La promotora creara la infraestructura básica, para que terceros construyan un complejo residencial, hoteles, centro de negocios y bodegas de almacenamiento, "Aeropólis".

Los inversionistas estiman que este proyecto privado generara inversiones cercanas a los 6 mil millones de dólares, en donde la primera etapa del complejo albergue hoteles, un centro de negocios, bodegas de almacenamiento y un complejo residencial. Las expectativas de desarrollo de esta ciudad aeroportuaria denominada también "Panatrópolis", por sus inversionistas, son de cinco años para la primera etapa.[138]

Al no tener cronograma de inversiones, de información detallada de edificaciones, de una estimación previa de la población permanente y transitoria, del tamaño del centro de negocios, de la capacidad de hospedaje en hoteles y hospitales, y de los otros elementos que configuran estos nuevos centros logísticos,

[138] Referente a los desarrollos que se están realizando en las inmediaciones del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la AIT menciona que están en conversaciones con los proponentes de los proyectos porque la idea no es competir, sino ofrecer una oferta complementaria.

dificulta estimar algún parámetro de requerimiento de potencia y consumo de energía. Por lo cual se estima que el suministro de este requerimiento eléctrico, este contemplado "implícitamente" dentro del Pronósticos de Energía Alto, ya que el mismo se debe a un alto crecimiento económico derivado especialmente del crecimiento del sector servicios y comercio; y del sector residencial.

En el año anterior , 2015, se agrega un nuevo elemento a tomar en cuenta con respecto al desarrollo de estos proyectos, como es la nueva ley No 39, que declara como área protegida al refugio de vida silvestre sitio Ramsar Humedal Bahía de Panamá, aprobado por el pleno legislativo y sancionado por el presidente el 2 de febrero del 2015. La norma tiene mucha importancia en la protección de la vida silvestre porque permite detener el avance de construcciones de infraestructuras que afectan el ecosistema. Elemento que puede hacer inviables parte o la totalidad de estos planes privados.

MEGA Proyectos Estatales

En la **Tabla 41** se presenta el consumo consolidado de los mega proyectos estatales: Saneamiento de la Bahía, Transporte Masivo Metropolitano (METRO) y de la Expansión del Aeropuerto de Tocumén

Como se mencionó anteriormente, se tienen otros grandes proyectos estatales, que, a la fecha de edición de este informe, no están totalmente conceptualizados y/o configurados, que aunque como resultado de la implementación puedan tener fuertes implicaciones sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica, no están siendo considerados en las actuales proyecciones de energía eléctrica. A la fecha, se desconocen los principales parámetros que ayudarían a determinar los requerimientos eléctricos de estos proyectos, como es la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, el Desarrollo de la Cadena de Frio, el nuevo Centro hospitalario de la CSS.

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA INCREMENTAL CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2031
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA				TRANSPORTE METRO			AEREOPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS		
	ESTE		OESTE										
	MOD Y ALTO	BAJO	MOD Y ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011													
2012													
2013													
2014					25.70	25.70	25.70				25.70	25.70	25.70
2015					35.21	35.21	35.21				35.21	35.21	35.21
2016					36.54	36.54	36.54				36.54	36.54	36.54
2017	5.4	5.4			36.54	36.54	36.54				41.94	41.94	41.94
2018	5.6	5.6			36.54	36.54	36.54	36.75	36.94	36.57	78.87	79.05	78.69
2019	5.8	5.8			186.27	186.27	36.54	37.31	37.68	36.94	229.33	229.70	79.23
2020	16.9	5.9	5.0		186.27	186.27	186.27	37.86	54.86	37.31	246.07	263.06	229.51
2021	24.1	6.1	19.5	5.0	193.80	245.28	186.27	38.43	55.95	37.68	275.89	344.89	235.06
2022	29.3	29.3	19.7	19.5	193.80	245.28	186.27	39.01	57.07	38.06	281.87	351.41	273.21
2023	29.5	29.5	19.9	19.7	276.96	328.44	186.27	54.86	58.22	38.44	381.22	436.06	273.94
2024	29.7	29.7	22.7	19.9	316.44	328.44	274.51	55.68	59.38	38.82	424.48	440.18	362.91
2025	48.0	30.0	22.9	20.1	316.44	328.44	274.51	56.52	60.57	39.21	443.86	459.92	363.75
2026	48.0	30.0	23.0	20.3	316.44	328.44	316.44	57.36	61.78	39.60	444.86	461.27	406.42
2027	48.2	48.2	23.2	23.0	316.44	457.32	316.44	58.22	63.01	40.00	446.07	591.74	427.67
2028	48.4	48.4	23.4	23.2	316.44	502.68	316.44	59.10	64.27	40.40	447.29	638.71	428.42
2029	48.6	48.6	23.5	23.4	316.44	502.68	316.44	59.98	65.56	40.80	448.52	640.34	429.17
2030	48.6	48.6	23.7	23.5	316.44	502.68	316.44	60.88	66.87	41.21	449.60	641.83	429.75
2031	48.6	48.6	23.9	23.7	316.44	502.68	316.44	61.80	68.21	41.62	450.69	643.34	430.34

Tabla 41: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales

MEGA Proyectos Privados

Otro grupo de proyectos de significativa importancia en los pronósticos de electricidad, por el uso intensivo de la energía eléctrica, los encontramos en dos sectores económicos de creciente desarrollo, como la industria portuaria y de la implementación de enclaves mineros en el país. Proyectos que implican algún grado de iniciativa gubernamental, pero de implementación y operación netamente privada.

Desarrollo Portuario

El sector portuario es uno de los mayores contribuyentes del reciente crecimiento económico del país, constituyéndose en un eslabón fundamental para el sector logístico nacional. La actividad portuaria ha tenido un crecimiento sostenido. Así, pasó de movilizar 319,707 TEU, en 1997, a 5,592,865 TEU, en el 2010, lo cual resulta en una tasa de crecimiento anual de 21%.[139]

Los puertos privados se enfocan principalmente en operaciones de comercio exterior, lo que, llevado al sector privado a hacer inversiones millonarias en los puertos para desarrollar una infraestructura de talla mundial, lo que le ha permitido al sector portuario engranar perfectamente en el dinámico sector logístico panameño, que tiene al Canal como columna principal. Este desarrollo se refleja en los dos principales referentes del sector portuario panameño: el complejo portuario de Colón, ubicado en la entrada del Canal de Panamá en el Caribe, y el puerto de Balboa, situado en la entrada al Canal de Panamá en el océano Pacífico.

Las perspectivas positivas que tiene el país, con la ampliación del canal, exige de nuevas facilidades portuarias para aumentar la competitividad centro logístico. Estas nuevas facilidades portuarias en el país, conexas a la futura operación ampliada del Canal, como son el nuevo puerto de “Verde Panama Atlántico” en la Isla Remo Largo y la expansión del Puerto Panamá- Colon Conteiner 2016-2020, en el área de Coco Solo en Colon. En el Pacifico se desarrolla el puerto de Rodman por PSA y se planea una nueva terminal portuaria en el área de Farfán. Además, ACP promueve el nuevo Puerto y Centro Logístico en Corozal

[139] En el año 2014 se movilizaron 6.7 millones de TEU. (o Twenty-foot Equivalent Unit es la unidad de medida del transporte de contenedores, equivalente a la capacidad de carga de un contenedor normalizado de 20 pies

2016-2020. Además, la construcción e implementación de otras facilidades portuarias más pequeñas, en ambas entradas del canal, enfocadas en los servicios de avituallamiento, abastecimiento y servicios conexos de los barcos, como Muelle 3, Cristobal y Mystic Rose, en Balboa.

De los principales proyectos portuarios en el paquete solo el puerto de Coco Solo y el puerto de Corozal, dan señal de algún grado de certeza, con respecto a su implementación en corto tiempo. El segundo, es una expansión lógica del programa integral de Ampliación del Canal, por consiguiente de realizarse este proyecto, sus requerimientos de potencia y energía estarán cubiertos, por la rama eléctrica canalera. Las implementaciones de los otros puertos mencionados se encuentran o en etapas incipientes y/o el desarrollo de la industria marítima los ha desfasado en el tiempo o de otro modo, están a la espera de decisiones privadas, y/o confidenciales.

Por lo cual, de los diversos proyectos portuarios de iniciativa privada solo es de interés particular, para la proyección de energía en el futuro inmediato, el Puerto de Panamá Colón conteiner. Solo los planes de implementación de este puerto, en el área de Coco Solo, son firmes, y en ejecución, para lo cual se tiene un requerimiento de energía adicional a partir del año 2017, cuando entrara en operaciones la nueva facilidad marítima.[140]

Ver información, en detalle en la próxima tabla.

CONSUMO ELECTRICO DEL PUERTO DE PANAMA COLON CONTAINER (En Gwh) PROVINCIA DE COLON, COCO SOLO															
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ENERGIA	0.0	25.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0

Tabla 42: Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER

[140] CND, Plan Indicativo de Demanda, Nota de ENSA DME-243-15, del 14 de junio 2015, Proyecciones de crecimiento de Consumo de energía

Desarrollo Minero

Luego de un anticipado periodo de prospección minera de varias décadas, se tiene un reciente protagonismo del subsector de *"alta minería"* en Panamá, un reconocido segmento alto intensivo de energía eléctrica [141]. A lo largo del País, existen en estudio y desarrollo unos 12 proyectos mineros para la explotación de minerales metalizados, especialmente preciosos (oro, plata y cobre). Algunos de los estudios han alcanzado nivel de reconocimiento de yacimientos con reservas de metal probadas y aunque otros estudios no han llegado a comprobar todas sus reservas, se encuentran en etapas muy avanzadas de evaluación.

En el corto plazo, este desarrollo minero se concreta con dos emprendimientos importantes, el segundo de ellos, con una gran inversión minera, que se ha de traducir en un incremento significativo del consumo eléctrico en el país. Un mega proyecto minero, con una inversión inicial en el año 2016, cuantificada en más de 2,000 millones de dólares, por parte de la empresa Minera Panamá, con el fin de producir y exportar anualmente 300,000 toneladas de cobre, con lo cual se espera elevar a Panamá al nivel del sexto país exportador de este mineral.

En total, la inversión de este proyecto minero, con capacidad de producción de mineral para 34 años e inversión total de estimada de 6,200 millones de dólares, monto superior a lo comprometido por Panamá, en la Ampliación de Canal, proyecto cumbre de la Nación.

La operación de esta industria minera es de consumo intensivo de energía, específicamente de energía eléctrica, por lo cual el proyecto contempla la autogeneración de la energía requerida por medio de una central termoeléctrica a carbón.

Proyecto Minero Petaquilla

Este emprendimiento minero, que hoy se conoce como Proyecto Minero Mollejón que desarrolla la sociedad Petaquilla Gold, S.A., se encuentra en explotación en el área de Cerro Petaquilla. En razón de la cesión que se le hiciera a esta última sociedad para el desarrollo de la concesión que inicialmente fuera otorgada a Minera Petaquilla, S.A., por lo cual explota en el sitio de Colina la mina de oro de Molejón, Distrito de Donoso, provincia

[141] Desde inicios de la década de 1960

de Colon,130 kilómetros al noreste de la ciudad de Panamá.

El proyecto minero aurífero, se estuvo desarrollando en Panamá con el aporte de capital canadiense, con el fin de producir hasta 120.000 onzas de oro por año. A partir del 24 de diciembre de 2009 la empresa recibió de parte del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Comercio e Industrias, la autorización para el inicio de la explotación comercial del recurso aurífero; siendo así que desde entonces se ha consumado la aspiración que por siglos ha motivado el interés por el área del Cerro Petaquilla: la extracción comercial del oro, al amparo del cumplimiento de normas legales, técnicas y ambientales exigidas para el desarrollo de la actividad minera en el país.

Petaquilla Minerals, anunció que en el año 2012 elevó su producción de oro de 6 mil 500 onzas que extraía mensualmente hasta octubre a 8 mil 562 onza en noviembre. La minera también señaló que el nivel de eficiencia de su planta de producción se encontraba en un 95.2%, rango que espera seguir incrementando.

El Proyecto en su Fase I, consistió de la conexión dentro de un subsistema definido por explotación y beneficio de la Mina EL MOLEJON, entre 1,500 y 2,000 toneladas/día de material aurífero por PETAQUILLA MINERALS LTD. La empresa iniciaría operación comercial con una demanda eléctrica de 7 MW atendidos en su primera fase, mediante dos generadores provisionales a diésel con capacidad de más de 4 MW. La empresa contemplaba para una etapa posterior del proyecto, iniciar la explotación del mineral de cobre dentro de su área de concesión minera, que requeriría al menos de una potencia eléctrica de 160 MW en el área de explotación del sitio de Colina. La demanda seria alimentada por una instalación generadora de 200 MW, localizada a 40 km de la costa atlántica, Para garantizarse la oferta eléctrica de su infraestructura industrial, la empresa Petaquilla Gold, S.A esperaba llevar energía eléctrica mediante una línea de interconexión a la red, por medio de una nueva instalación en Cerrezuela, en el distrito de Rio Grande, Provincia de Coclé.[142]

A pesar de haber comercializado oro con un valor de mercado superior a los 500 millones de dólares entre los años 2012 y 2014, Petaquilla Gold, se quedó sin fondos para continuar explotando el mineral, en diciembre del 2013. La crisis financiera llevó a Petaquilla Gold a detener la extracción del mineral aurífero. Por lo que, a la fecha, la suspensión de labores y mantenimiento de la infraestructura de la mina, que tiene más de 20 meses, abona al deterioro total de la empresa minera.

Dada la incertidumbre en la continuación operativa y al posterior desarrollo de la segunda etapa del emprendimiento minero, ETESA considera que en el corto plazo la

[142] ISA, Estudio de Conexión para el Suministro de Energía del Proyecto Minero de Petaquilla, Versión Final, Medellín , Marzo de 2009

empresa autogenerara sus necesidades energéticas, con lo cual el consumo eléctrico de la misma no tiene en la actualidad o en el futuro inmediato, implicaciones en el Sistema Integrado Nacional.[143]

Proyecto Minero Cobre Panama

Proyecto

Ubicación *Distrito de Donoso, Provincia de Colón, República de Panamá*

Accionistas First QuamtumminералsCorporation*(100%)*

Tipo de yacimiento de metal

Metal primario *Cobre*

Metales secundarios *Oro y molibdeno*

Producto final *Concentrado de cobre y molibdeno*

Ciclo de vida potencial *30+ años*

Grado aproximado *0.41% de cobre*

Infraestructura *20 km de la costa atlántica*

Producción por año *Aprox. 255,000 t/a*

Paralelamente la empresa Minera Panamá desarrolla en la misma área el proyecto Cobre Panamá, que se encuentra en la fase de construcción para desarrollar una mina de cobre de clase mundial en la provincia de Colón, Panamá. La reserva concesionada de Cobre Panamá, cuya duración de vida minera se espera que sea de más de treinta años, es una de las más grandes del mundo. La inversión total prevista para este proyecto es de US$ 6.4 mil millones, siendo así la mayor inversión privada realizada en un solo proyecto en la historia de Panamá.

Minera Panamá, S.A. es una empresa panameña subsidiaria de First Quantum Minerals Corporation, una empresa minera internacional registrada en Canadá. Minera Panamá, S.A., utilizará tecnología de punta que se complementará con las mejores prácticas de la industria. Desde el punto de vista de la empresa, esta sinergia beneficiará a las comunidades vecinas, los colaboradores accionistas del proyecto y a Panamá.[144]

[143] En mayo del 2014, Petaquilla Gold, firmó un acuerdo de venta con Minera Panama, por el traspaso de 1,483 ha. con depósitos de cobre y otros derechos concesionarios del área de Molejón, por 60 millones de dólares.

[144] En el año 2013, El consorcio minero

Minera Panamá construirá una central energética que tendrá una capacidad máxima de 320 MW, de los cuales utilizará un aproximado de 225 a 250 MW para sus operaciones y el excedente generado se cederá al sistema nacional. Cuando la empresa inicie en firme las operaciones de extracción, procesamiento y exportación de cobre en el Distrito de Donoso, Provincia de Colón, Minera PANAMA podrá aportar a la red nacional de energía 50 MW.

Este excedente de energía lo aportarán a la red nacional mediante una línea de transmisión eléctrica que será conectada a la subestación de transmisión de Llano Sánchez, ubicada en el Corregimiento de El Roble, distrito de Aguadulce, provincia de Coclé.[145]

La construcción del sitio de explotación de la mina, de la central eléctrica, la infraestructura interna y de los servicios auxiliares de la planta de producción del mineral, se inició en el año 2012. Durante el periodo de construcción, 2012-2017, Minera Panamá, suministrará parte de las necesidades de fluido eléctrico por medio de agentes generadores de la red o autogeneración diésel en los sitios correspondientes.

Retiro e Inyección

A partir de abril del año 2017, se estimaba que la empresa minera, se encontrara en condiciones de autogenerar sus necesidades de electricidad y además, dispondría de un excedente de potencia la cual podrá despachar a la red nacional. En los cuadros siguientes se presenta la proyección general de demanda y oferta preparada por Minera Panamá.

De la tabla siguiente se infiere, que durante el periodo de mantenimiento anual de la central termoeléctrica de Punta Rincón, la potencia requerida por las operaciones de Minera Panama en los meses de octubre y noviembre, deberá ser provista por la Red nacional. El paro forzoso de cada unidad de generación, 137 MW por 30 días calendarios, para mantenimiento, resulta en una potencia faltante que alcanzara en el año 2028, una magnitud de 137 MW, por dos meses, que el Sistema Interconectado Nacional deberá proveer.[146]

canadiense de origen sudafricano First Quantumn (FQM), logro el control de Minera Panama al comprar a Immet Mining Corporation (IMC), por una suma de más de 5,000 millones de dólares.

[145] Información contemplada en la solicitud de Viabilidad de Conexión

[146] Es importante destacar que este requerimiento de potencia adicional al SIN, tendrá efectos significativos en la demanda máxima de los meses

DEMANDA MAXIMA DE MINERA PANAMA vs SIN

AÑO	ESTIMACION DE DEMANDA		POTENCIA INTERCAMBIADA	
	DEMANDA MAXIMA		POTENCIA REQUERIDA	
	PICO	PROMEDIO	POTENCIA FIRME	POTENCIA REQUERIDA
	EN MW			
2014				
2015	40	37		
2016	40	37		
2017	40	37		
2018	228	199	137	89
2019	234	202	137	91
2020	236	204	137	97
2021	240	208	137	103
2022	243	213	137	106
2023	253	218	137	116
2024	255	220	137	118
2025	260	224	137	123
2026	264	227	137	127
2027	269	231	137	132
2028	275	231	137	138

Tabla 43: Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN

Con respecto a la energía, los aportes inyectados por Minera Panamá a la Red van disminuyendo en relación directa al incremento de operaciones de las actividades sustantivas de la empresa. La tasa de disminución de los aportes de energía inyectados al sistema, caerán de manera sostenida anualmente en 7%, del año 2017 al 2024. No obstante, MPSA podrá aumentar su capacidad de autogeneración a medida que aumenta la actividad extractiva de la mina o de que la operación de autogeneración eléctrica sea lo suficiente rentable, para la empresa.[147]

de octubre y noviembre de cada año del periodo de análisis, situación que la metodología del Modelo de Demanda no cuantifica.

[147] Los valores provistos por Minera Panama, en la tabla 1.33, podrían variar de existir restricciones en la red de transmisión o en el despacho nacional. Además, es de considerar el cambio en las fechas de entrada en operación de la planta de carbón y/o la mina podrían variar, en base al programa de construcción.

AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
AÑO	AUTOGENERACION NETA		SISTEMA INTERCONECTADO	
	AUTOGENERACION NETA	CONSUMO INTERNO	RETIRADO	INYECTADO
	En MWh			
2014				
2015				
2016				
2017	1,560,391	264,847		1,295,545
2018	2,117,606	1,600,199	35,071	550,641
2019	2,117,606	1,630,588	38,309	525,330
2020	2,117,606	1,646,049	40,893	512,453
2021	2,117,606	1,676,971	46,061	486,699
2022	2,117,606	1,716,916	52,736	453,429
2023	2,117,606	1,756,863	59,412	420,159
2024	2,117,606	1,772,323	61,996	407,282
2025	2,117,606	1,800,693	66,943	316,913
2026	2,117,606	1,829,518	71,974	288,088
2027	2,117,606	1,858,804	77,088	258,802
2028	2,117,606	1,888,559	82,288	229,047
2029	2,117,606	1,918,790	82,288	198,816
2030	2,117,606	1,949,505	82,288	168,101

Tabla 44: Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN

Información reciente proveniente de Minera Panama, le permiten a ETESA a considerar atrasos significativos, con respecto a la programación de obras presentada en el estudio de viabilidad de conexión de Minera Panama. La construcción de la Línea de conexión de 230.kV Punta Rincón - Mollejón – Llano Sánchez, del año 2014 a inicios del 2017 y en la propia puesta en operación de la Planta de Carbón de 300 MW, en el segundo trimestre del año 2017.[148]

Esta reprogramación significa modificaciones a los requerimientos en potencia y energía previstos por ETESA al SIN.

[148] Capital Financiero, 1 de junio del 2015.

Durante el transcurso del año 2013, se dieron cambios importantes en la estructura de patrimonio del proyecto Cobre Panama. El consorcio minero canadiense de origen australiano, First Quantumn Minerals Ltd.(FQM), logró el control de Minera Panama al adquirir a Immet Mining Corporation (IMC). First Quantum Minerals Ltd. (FQM) es una empresa de minería y metales reconocido y de rápido crecimiento que actualmente opera siete minas en producción y está desarrollando cinco proyectos a nivel mundial, incluyendo el proyecto Cobre Panamá. Actualmente la Firma, produce cobre, níquel, oro, zinc y metales del grupo del platino.

La primera fase de implementación del Proyecto de Cobre Panama, empezó a funcionar desde agosto del año pasado, operación del nuevo puerto de Punta Rincón. Instalación portuaria, construida para transportar todos los insumos que requiera el proyecto (como el combustible y el carbón para la termoeléctrica y otros), las infraestructuras complementarias, así como también para transportar el concentrado de cobre a los diferentes países. El Proyecto, que lleva un 35% de avance debe empezar operaciones en el 2018. Hasta la fecha se han invertido $2,621 millones de un total estimado de 5,950 Millones de dólares.

En tanto que la segunda etapa del proyecto, que ya inició, es la construcción de la planta termoeléctrica y la Línea de Transmisión de 230 kV Punta Rincón –Planta de tratamiento-Llano Sánchez, por un monto de $600 millones. La central termoeléctrica funcionará a base de carbón y se estima que generará unos 300 -320 MW para abastecer la mina y los excedentes serán vendidos al Estado. Las dos unidades de generación de 160 MW, alimentadas de Carbón, estarán listas a partir del primer trimestre del año 2017, con posibilidades de inyectar excedentes significativos a la red nacional del SIN.

Por último, está la construcción de la planta procesadora de los minerales, y quizá la más importante, ya que en ella es donde se hará todo el trabajo de extracción del concentrado de los valiosos materiales sacados de los yacimientos. Ésta se construye a un costo de $500 millones e incluye la instalación de los siete molinos, las tinas de relave, las cámaras de flotación y de trituración primaria, y otros. Se conoció que otros mil millones de dólares serán utilizados en otras eventualidades que se generen durante la construcción de la obra millonaria. Entre los materiales que se extraerán está el cobre (mineral principal), oro molibdeno y plata, comentó Clark. El equipo de molienda y procesamiento de mineral, para el embarque del concentrado de cobre estarán en funcionamiento, como fecha más temprano a inicios del 2018.

Autogeneración Minera Panama y Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado

El proyecto Cobre Panama, es parte de una empresa que se encuentra en expansión a nivel mundial, con otros proyectos en América Latina, Europa y África en fases más avanzadas de desarrollo y/o producción. Por lo cual, el plan de desarrollo de la Mina ha estado sujeta al proceso de reorganización, revisión integral y logística, que da lugar a su nueva programación.

FQM desarrolla el proyecto Cobre Panama, con base a lo ya construido por IMC, pero con algunos cambios, en plazos y el desarrollo de obras. El proyecto continúa con la ejecución de la planta concentradora de mineral, de las carreteras, planta de energía, el puerto, un minero ducto y una línea de trasmisión y subestaciones asociadas. Con base en esta información ETESA debió considerar un atraso en el retiro e inyección de energía y potencia al SIN, bajo los siguientes supuestos: Planta concentradora del mineral en operación, para finales el 2018. La central eléctrica iniciará operaciones durante el año 2017. La Línea 230 KV Llano Sánchez – Sitio de Mina - Punta Rincón, para finales del año 2016. Durante el periodo de construcción 2015-2017, el proyecto Cobre Panama generara sus necesidades de energía eléctrica.

Pronósticos Ajustados del Segmento de Consumo Bloque

Los retiros de energía del sistema por Minera Panamá, por conveniencia del Modelo de Demanda utilizado por ETESA, se convierten en un incremento adicional al segmento de Bloque del Modelo de Pronósticos 20175-2031.

En la Demanda Consolidada de energía eléctrica de los Megaproyectos del segmento de consumo Bloque, Minera Panama no demandó energía alguna del SIN durante los años 2014 – 2015, consecuente con el atraso de la construcción de la Línea de transmisión, 230 kV Punta Rincón – Llano Sánchez y la nueva realidad administrativa del proyecto, ante la compra del proyecto por FQM de los activos de IMC, modificándose el cronograma de obras del proyecto.

Los atrasos en el desarrollo del proyecto, con respecto al plan anteriormente presentado provocan un desfase significativo en la puesta en operación de la central de generación a carbón y de la planta de procesamiento del mineral. Con lo

cual, el SIN se liberó de compromiso de suministrarle al Proyecto 82 y 324 GWh, durante los años 2015 y 2016, respectivamente.

A partir de la entrada en operación de la central de generación a carbón, el proyecto solo deberá retirar de la red eléctrica nacional, niveles de energía eléctrica de 35 a 62 GWh, del año 2017 al 2024, por los requeridos mantenimientos del plantel térmico.

La estimación a mediano plazo de los requerimientos de electricidad de Minera Panama para continuar su explotación de mineral de cobre durante los meses de mantenimiento de sus unidades de generación, en los meses de octubre y noviembre del año 2025 al año 2030, llevan a un retiro de Minera Panama por 83 GWh.

Los resultados de aplicar esta estimación, son válidos para el escenario moderado y el escenario alto. Para la proyección pesimista se considera un atraso adicional de un año, a la entrada en operación de la planta de concentrado.

Durante el periodo 2017 -2031, el proyecto Cobre Panama generara sus necesidades de energía eléctrica, por lo cual solo requerirá de energía durante los periodos de mantenimiento de las turbinas de la central.

Aunque FMQ informo que tiene toda la intención de desarrollar Cobre Panama, este proyecto es parte de una empresa que se encuentra en expansión a nivel mundial, con otros proyectos en América Latina, Europa y África, algunos en operación y otros en fases más avanzadas de desarrollo. Por consiguiente, los nuevos propietarios del proyecto pueden preferir operar con estándares y regulaciones operativas propias. Por lo cual el plan de desarrollo de la Mina de Mollejón tendrá atrasos por reorganización, revisión integral y logística del proyecto, que tomará un tiempo adicional, antes de orden de continuación.

FQM desarrollara Cobre Panama, con base a lo ya construido por IMC, pero con algunos cambios, en plazos y desarrollo de obras. El proyecto sigue incluyendo la planta concentradora de mineral, carreteras, planta de energía, puerto, un minero ducto y una línea de trasmisión y estaciones asociadas (80% de avance).

En la actualidad, la explotación de la actividad minera mundial, esta presionada por la baja demanda de sus productos, así como la mayoría de los otros “comidities”, consecuente con la caída de pedidos de las fábricas ya que crecimiento global pierde impuso, ante el reacomodo de la principales economías del mundo, lo que ha afectado especialmente a las economías emergentes que dependen a su vez de las exportaciones de materias primas.

Con base en esta información, ETESA considerara para un escenario pesimista un atraso en la operación de procesamiento del mineral, hasta el año 2018, con lo cual los retiros de energía y potencia al SIN, se modifican, al desplazarse los retiros en el tiempo.

INCREMENTO TOTAL DE LA DEMANDA EN ENERGIA DE MINERA PANAMA CARGA INTEGRADA AL SIN PROYECTO COBRE PANAMA En GWh																
ESCENARIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
MODERADO				38.3	40.9	46.1	52.7	59.4	62.0	66.9	72.0	77.1	82.3	82.3	82.3	82.3
PESISMISTA					38.3	40.9	46.1	52.7	59.4	62.0	66.9	72.0	77.1	82.3	82.3	82.3

Tabla 45: Incremento Total de la Demanda en Energía de Minera Panamá

MEGA Proyectos Privados

En la **Tabla 46** se presenta el consumo consolidado de los mega proyectos privados, que hemos podido identificar y/o estimar los requerimientos de energía, con algún grado de certeza para los pronósticos del presente PESIN.

DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2015 -2029 En GWh							
AÑO	PANAMA COLON CONTAINER	MINERA PANAMA			TOTAL MEGAPROYECTOS		
		MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011							
2012							
2013							
2014							
2015							
2016							
2017			74.14			74.14	
2018	48.00		42.89		48.00	90.89	48.00
2019	48.00		42.22		48.00	90.22	48.00
2020	48.00	21.11	42.22		69.11	90.22	48.00
2021	48.00	33.68	42.22	21.11	81.68	90.22	69.11
2022	48.00	42.22	42.22	33.68	90.22	90.22	81.68
2023	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2024	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2025	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2026	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2027	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2028	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2029	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2030	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22
2031	48.00	42.22	42.22	42.22	90.22	90.22	90.22

Tabla 46: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Privados

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE

Por convección del modelo de demanda de PREEICA, se totaliza el consumo de la nueva carga de los mega proyectos de infraestructura estatales y privados, en conjunto con el consumo estimado para la integración de la Provincia de Darién, años 2019-2030. La suma de esta engría es asignada a la columna correspondiente al consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.[149]

DEMANDA CONSOLIDADA DE INTEGRACION DARIEN MEGAPROYECTOS ESTATALES Y PRIVADOS IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2017 -2031
En GWh

AÑOS	INTEGRACION BOCAS DEL TORO	INTEGRACION DARIEN	ACP CONSUMO	MEGAPROYECTOS ESTATALES			MEGAPROYECTOS PRIVADOS		
				MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2010	75.1		137.5						
2011	71.0		138.2						
2012	78.1		138.2						
2013	83.5		144.4						
2014	85.6		145.3	25.70	25.70	25.70			
2015	43.2		156.2	35.21	35.21	35.21			
2016			169.4	36.54	36.54	36.54			
2017			170.7	41.94	41.94	41.94		74.14	
2018			172.0	78.87	79.05	78.69	48.00	90.89	48.00
2019			173.3	229.33	229.70	79.23	48.00	90.22	48.00
2020		60.5	174.7	246.07	263.06	229.51	69.11	90.22	48.00
2021		62.9	176.0	275.89	344.89	235.06	81.68	90.22	69.11
2022		65.2	177.4	281.87	351.41	273.21	90.22	90.22	81.68
2023		67.5	178.7	381.22	436.06	273.94	90.22	90.22	90.22
2024		69.8	180.1	424.48	440.18	362.91	90.22	90.22	90.22
2025		72.1	181.5	443.86	459.92	363.75	90.22	90.22	90.22
2026		74.4	182.9	444.86	461.27	406.42	90.22	90.22	90.22
2027		76.7	184.3	446.07	591.74	427.67	90.22	90.22	90.22
2028		79.0	185.7	447.29	638.71	428.42	90.22	90.22	90.22
2029		81.3	187.2	448.52	640.34	429.17	90.22	90.22	90.22
2030		83.6	188.6	449.60	641.83	429.75	90.22	90.22	90.22
2031		85.8	190.1	450.69	643.34	430.34	90.22	90.22	90.22

Tabla 47: : Demanda Consolidada Darién - Megaproyectos Estatales & Minera Panamá

Es necesario exponer que los registros de la energía consumida por los componentes de los proyectos en ejecución, Metro, Saneamiento de la Bahía y la ampliación del Aeropuerto de Tocumen, durante los años 2014 – 2016, está insumida dentro de los segmentos de consumo Oficial y Comercial. Por consiguiente, para la integridad del Modelo, se restaron estos registros en los consumos básicos, e incorporando los mismos al segmento de consumo Bloque.

Por otro lado, hasta junio del 2015, el consumo registrado del segmento Bloque correspondió a la energía de la OER (Bocas del Toro). A partir del año 2019, este segmento de consumo corresponderá únicamente a los registros de la energía consumida por los actuales sistemas aislados de la Provincia de Darién.

[149] Bocas del Toro fue integrada a los consumos de EDECHI, a partir del año 2015.

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2017 -2031

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	212.6		212.6		212.6	
2011	209.2	*-1.6*	209.2	*-1.6*	209.2	*-1.6*
2012	216.3	*3.4*	216.3	*3.4*	216.3	*3.4*
2013	227.9	*5.4*	227.9	*5.4*	227.9	*5.4*
2014	256.6	*12.6*	256.6	*12.6*	256.6	*12.6*
2015	234.7	*-8.5*	234.7	*-8.5*	234.7	*-8.5*
2016	205.9	*-12.2*	205.9	*-12.2*	205.9	*-12.2*
2017	212.6	*3.3*	286.8	*39.3*	212.6	*3.3*
2018	298.9	*40.6*	342.0	*19.2*	298.7	*40.5*
2019	450.7	*50.8*	493.3	*44.2*	300.6	*0.6*
2020	550.4	*22.1*	588.5	*19.3*	512.7	*70.6*
2021	596.5	*8.4*	674.0	*14.5*	543.1	*5.9*
2022	614.7	*3.1*	684.2	*1.5*	597.5	*10.0*
2023	717.7	*16.8*	772.5	*12.9*	610.4	*2.2*
2024	764.6	*6.5*	780.3	*1.0*	703.0	*15.2*
2025	787.7	*3.0*	803.7	*3.0*	707.6	*0.6*
2026	792.4	*0.6*	808.8	*0.6*	753.9	*6.6*
2027	797.3	*0.6*	942.9	*16.6*	778.9	*3.3*
2028	802.2	*0.6*	993.6	*5.4*	783.3	*0.6*
2029	807.2	*0.6*	999.0	*0.5*	787.8	*0.6*
2030	812.0	*0.6*	1,004.2	*0.5*	792.1	*0.5*
2031	816.8	*0.6*	1,009.5	*0.5*	796.5	*0.5*
Tasa Anual	*284.1%*	*9.62%*	252.0%	*11.18%*	*274.6%*	*9.44%*

Tabla 48: Demanda Consolidada del Segmento Bloque con ACP (Carga Integrada del SIN)

En el Anexo I- 3, Cuadro No 21, se presenta en detalle la tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo.

PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las premisas de los escenarios planteados.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - 2029
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ
RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS
ESCENARIO MEDIO = MODERADO

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2015	2016-2015	2015-2018	2019-2029
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opcion mas probable.	6.98%	6.10%	6.30%	5.60%
PIBMAN	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total, con tasas que representen el actual derrotero del sector.	2.11%	3.93%	4.28%	3.83%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Moderado por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	181.5%	132.4%	18.5%	4.7%
FCTOR DE CARGA	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	70.70	7.90	70.70	71.10
PERDIDAS	Reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.69	20.31	21.89	16.14
		2.0%	3.1%	3.2%	-2.7%
PRECIOS EE	Con referencia a las Tasas de Proyeccion USA Electricity - End Use Prices (Reference Case del AEO 2014 EIA-DOE)	1.550	0.630	0.108	0.200
POBLACION	Utiliza la de Hipotesi Media de crecimiento de la población, elaborada por el INEC con base en los datos censales recabados con el último Censo de Población, de mayo del 2010. Revision Boletin No. 13	1.370	1.342	1.327	1.086
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**1.9**	**1.8**	**1.8**	**1.9**
	ALUMBRADO PÚBLICO	1.793	1.700	1.737	1.750
	AUTOCONSUMO	0.058	0.07	0.07	0.07
	OTROS	0.030	0.03	0.03	0.03

Tabla 49: Resumen de Premisas Escenario Moderado

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - 2029

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2015	2016-2015	2015-2018	2019-2029
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Mejor opcion	8.92%	6.40%	7.54%	6.50%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.Se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB.	1.76%	4.76%	5.17%	4.84%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Optimista por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	186.3%	130.2%	19.3%	4.7%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	70.80	71.30
		5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.69	20.31	21.89	16.21
		2.0%	3.1%	3.2%	-2.7%
PRECIOS EE	Con referencia a las Tasas de Proyeccion USA Electricity - End Use Prices (High Maroeconomic Grow Case del AEO 2014 EIA-DOE)	2.754	0.530	0.790	0.210
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta.	1.583	1.565	1.556	1.393

SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**1.9**	**1.8**	**1.8**	**1.9**
	ALUMBRADO PÚBLICO	1.793	1.700	1.737	1.750
	AUTOCONSUMO	0.058	0.07	0.07	0.07
	OTROS	0.030	0.03	0.03	0.03

Tabla 50: Resumen de Premisas Escenario Optimista

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - 2029

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

ESCENARIO BAJO = PESIMISTA

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2015	2016-2015	2015-2018	2019-2029
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opción menos favorable	3.07%	3.50%	3.58%	3.60%
	0%	0.01	-0.01	-0.02	-0.01
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, en donde se aplican tasas disminuidas.	2.11%	3.79%	3.71%	3.23%
	0%	0.02	0.04	0.04	0.03
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Pesimista por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	147.50%	11.40%	18.3%	4.4%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	69.20	69.40	69.40	7.30
		2.16%	2.16%	2.16%	2.16%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.90	17.28	23.09	18.22
		3.09%	4.42%	4.59%	-2.12%
PRECIOS EE	Con referencia a las Tasas de Proyeccion USA Electricity - End Use Prices (Low Macroeconomic Grow Case del AEO 2014 EIA-DOE)	2.97	-0.83	1.07	-0.16
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica pesimista.	1.023	1.002	0.987	0.701

SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**1.9**	**1.8**	**1.8**	**1.9**
	ALUMBRADO PÚBLICO	1.793	1.700	1.737	1.750
	AUTOCONSUMO	0.06	0.07	0.07	0.07
	OTROS	0.03	0.03	0.03	0.03

Tabla 51: Resumen de Premisas Escenario Pesimista

A continuación, se presenta el detalle sectorial de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima resultante de la ejecución del modelo, previa descripción de las siglas utilizadas para su total comprensión:

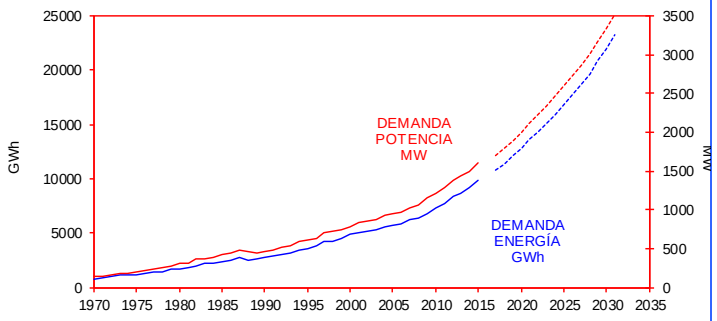
SIGLA	SECTOR DE CONSUMO	DESCRIPCIÓN
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas públicas, hospitales, escuelas públicas y demás instalaciones propiedad del Estado.
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de distribución
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	Nuevo consumos correspondientes a la integración futura de la provincia de Darién y de los megaproyectos.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos (jubilados, tarifas especiales)
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y

Tabla 52: Descripción de las siglas del Modelo de Demanda

Escenario Medio o Moderado

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Medio	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2016	5.2	4.9
Pronóstico	2016	2017	5.4	4.7
	2017	2021	6.0	5.8
	2017	2031	5.7	5.3



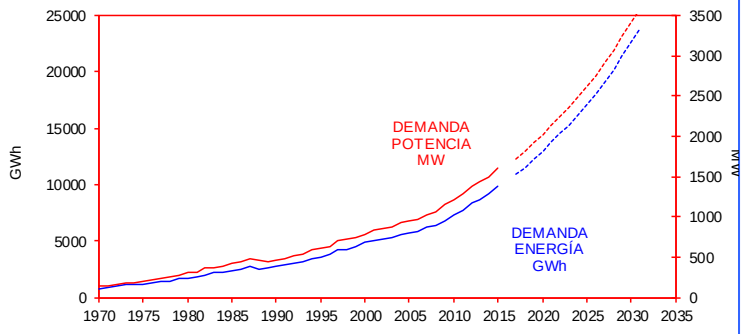
AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2016	5.9	7.3	3.7	4.0	5.9	-3.1	4.1	-7.5	2.7	5.2		4.9	
2016-2017	3.9	6.9	-0.9	4.9	1.6	5.0	3.3	7.4	8.7	5.4		4.7	
2017-2021	3.6	7.2	1.2	5.4	5.4	-1.3	29.4	4.7	5.1	6.0		5.8	
2017-2031	3.2	7.3	2.3	5.8	5.5	1.2	10.1	3.4	4.9	5.7		5.3	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		138.9	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	148.6	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	169.6	14.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.6
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	130.5	0.2	1,035.9	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	138.1	3.2	927.9	4,999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	136.5	10.3	972.2	5,221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	139.3	2.7	896.5	5,342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	142.9	7.7	833.5	5,571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	149.3	7.5	780.6	5,711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	146.7	3.7	781.1	5,861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	150.0	3.7	760.8	6,208.8	5.9	1,024.0	5.4
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	140.9	9.6	783.3	6,386.4	2.9	1,064.3	3.9
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	161.8	2.9	877.1	6,753.7	5.8	1,154.0	8.4
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	212.6	2.7	920.1	7,290.3	7.9	1,222.4	5.9
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	209.2	2.7	984.6	7,722.5	5.9	1,286.5	5.2
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	216.3	2.7	1,051.5	8,359.8	8.3	1,386.3	7.8
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	227.9	2.8	1,076.0	8,722.1	4.3	1,443.9	4.2
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	854.9	169.5	5.0	256.6	2.8	1,182.7	9,150.5	4.9	1,503.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	938.2	180.7	5.4	234.6	2.9	1,414.1	9,939.0	8.6	1,612.0	7.2
2016	2,795.6	3,925.5	707.8	980.9	193.9	5.4	205.9	2.9	1,387.4	10,205.4	2.7	1,618.0	0.4
2017	2,904.4	4,197.8	701.6	1,028.8	197.0	5.7	212.6	3.1	1,508.1	10,759.1	5.4	1,694.1	4.7
2018	3,014.5	4,496.1	702.5	1,081.7	209.1	5.1	298.9	3.5	1,599.6	11,410.9	6.1	1,796.7	6.1
2019	3,125.6	4,817.9	709.4	1,139.1	219.8	5.2	450.7	3.6	1,619.7	12,090.9	6.0	1,897.8	5.6
2020	3,237.9	5,166.3	720.3	1,201.9	231.2	5.3	550.4	3.6	1,723.2	12,840.0	6.2	2,009.1	5.9
2021	3,351.0	5,544.0	736.5	1,270.1	243.5	5.4	596.5	3.7	1,836.7	13,587.4	5.8	2,119.3	5.5
2022	3,465.1	5,951.9	756.4	1,344.4	256.7	5.5	614.7	3.8	1,902.9	14,301.4	5.3	2,223.7	4.9
2023	3,580.1	6,392.5	778.8	1,424.6	270.7	5.6	717.7	4.0	1,930.3	15,104.3	5.6	2,341.1	5.3
2024	3,695.8	6,867.2	803.4	1,510.6	285.6	5.7	764.6	4.1	2,019.0	15,956.0	5.6	2,465.4	5.3
2025	3,812.2	7,377.6	827.0	1,602.6	301.3	5.9	787.7	4.2	2,112.3	16,830.7	5.5	2,592.4	5.2
2026	3,929.2	7,925.4	849.9	1,700.6	318.0	6.0	792.4	4.3	2,210.6	17,736.4	5.4	2,723.3	5.1
2027	4,046.8	8,512.7	872.8	1,804.7	335.5	6.1	797.3	4.4	2,314.1	18,694.6	5.4	2,861.4	5.1
2028	4,165.0	9,140.5	895.8	1,914.8	354.1	6.3	802.2	4.6	2,422.9	19,706.0	5.4	3,006.7	5.1
2029	4,283.6	9,810.0	919.1	2,030.8	373.5	6.4	807.2	4.7	2,581.5	20,816.8	5.6	3,166.2	5.3
2030	4,402.5	10,521.7	942.8	2,152.4	394.0	6.6	812.0	4.8	2,751.6	21,988.4	5.6	3,333.9	5.3
2031	4,521.8	11,278.1	967.0	2,280.2	415.5	6.7	816.8	5.0	2,934.0	23,225.1	5.6	3,510.4	5.3

Tabla 53: Escenario Medio o Moderado

Escenario Alto u Optimista

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Alto	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2016	5.2	4.9
Pronóstico	2016	2017	6.7	6.0
	2017	2021	5.9	5.7
	2017	2031	5.7	5.4

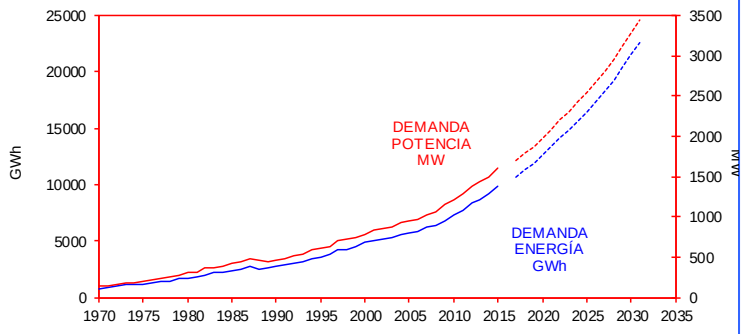


AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2016	5.9	7.3	3.7	4.0	5.9	-3.1	4.1	-7.5	2.7	5.2		4.9	
2016-2017	3.9	7.1	-0.7	5.1	1.7	5.1	39.3	7.5	12.3	6.7		6.0	
2017-2021	3.7	7.3	1.2	5.6	7.9	5.4	23.8	12.4	4.0	5.9		5.7	
2017-2031	3.2	7.4	2.4	6.0	8.1	3.5	9.4	7.1	4.5	5.7		5.4	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		138.9	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	148.6	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	169.6	14.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.6
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	130.5	0.2	1,035.9	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	138.1	3.2	927.9	4,999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	136.5	10.3	972.2	5,221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	139.3	2.7	896.5	5,342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	142.9	7.7	833.5	5,571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	149.3	7.5	780.6	5,711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	146.7	3.7	781.1	5,861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	150.0	3.7	760.8	6,208.8	5.9	1,024.0	5.4
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	140.9	9.6	783.3	6,386.4	2.9	1,064.3	3.9
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	161.8	2.9	877.1	6,753.7	5.8	1,154.0	8.4
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	212.6	2.7	920.1	7,290.3	7.9	1,222.4	5.9
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	209.2	2.7	984.6	7,722.5	5.9	1,286.5	5.2
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	216.3	2.7	1,051.5	8,359.8	8.3	1,386.3	7.8
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	227.9	2.8	1,076.0	8,722.1	4.3	1,443.9	4.2
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	854.9	169.5	5.0	256.6	2.8	1,182.7	9,150.5	4.9	1,503.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	938.2	180.7	5.4	234.6	2.9	1,414.1	9,939.0	8.6	1,612.0	7.2
2016	2,795.6	3,925.5	707.8	980.9	193.9	5.4	205.9	2.9	1,387.4	10,205.4	2.7	1,618.0	0.4
2017	2,905.0	4,203.6	702.6	1,030.7	197.2	5.7	286.8	3.1	1,558.1	10,892.9	6.7	1,715.1	6.0
2018	3,015.7	4,505.1	705.3	1,084.8	212.6	6.5	342.0	4.3	1,654.4	11,530.8	5.9	1,815.6	5.9
2019	3,127.6	4,832.9	711.5	1,144.3	229.1	6.7	493.3	4.5	1,675.2	12,225.1	6.0	1,918.2	5.6
2020	3,240.6	5,189.3	721.5	1,209.7	247.1	6.8	588.5	4.7	1,720.1	12,928.5	5.8	2,021.4	5.4
2021	3,354.6	5,575.9	736.8	1,281.1	266.9	7.0	674.0	5.0	1,823.5	13,724.7	6.2	2,138.4	5.8
2022	3,469.5	5,993.0	755.6	1,358.4	288.4	7.2	684.2	5.2	1,936.5	14,498.1	5.6	2,251.0	5.3
2023	3,585.4	6,443.5	776.9	1,442.2	311.8	7.4	772.5	5.5	1,948.7	15,294.0	5.5	2,366.2	5.1
2024	3,702.0	6,930.9	800.1	1,532.4	337.3	7.6	780.3	5.8	2,069.8	16,166.2	5.7	2,492.4	5.3
2025	3,819.4	7,454.1	828.1	1,628.7	365.1	7.8	803.7	6.1	2,150.7	17,063.7	5.6	2,621.5	5.2
2026	3,937.5	8,016.2	855.8	1,731.5	395.1	8.0	808.8	6.4	2,235.3	17,994.5	5.5	2,754.8	5.1
2027	4,056.2	8,617.3	883.9	1,840.2	427.6	8.2	942.9	6.7	2,323.7	19,106.7	6.2	2,914.8	5.8
2028	4,175.4	9,260.4	905.6	1,955.3	462.5	8.5	993.6	7.0	2,415.0	20,183.4	5.6	3,068.3	5.3
2029	4,295.2	9,944.3	927.8	2,076.1	500.1	8.7	999.0	7.4	2,563.9	21,322.5	5.6	3,230.1	5.3
2030	4,415.4	10,671.4	950.3	2,203.0	540.7	8.9	1,004.2	7.8	2,723.9	22,525.5	5.6	3,400.4	5.3
2031	4,535.9	11,445.1	973.0	2,336.4	584.4	9.1	1,009.5	8.2	2,896.4	23,798.1	5.6	3,579.9	5.3

Tabla 54: Escenario Alto u Optimista

Escenario Bajo o Pesimista

Bajo	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2016	5.2	4.9
Pronóstico	2016	2017	5.3	4.6
	2017	2021	5.6	5.4
	2017	2031	5.5	5.2



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2016	5.9	7.3	3.7	4.0	5.9	-3.1	4.1	-7.5	2.7	5.2		4.9	
2016-2017	3.9	6.8	-1.3	4.7	1.5	4.9	3.3	7.3	8.5	5.3		4.6	
2017-2021	3.6	7.0	0.8	5.1	4.4	-3.0	26.4	1.1	3.8	5.6		5.4	
2017-2031	3.2	7.2	2.3	5.6	4.7	0.1	9.9	1.1	4.3	5.5		5.2	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		138.9	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	148.6	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	169.6	14.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.6
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	130.5	0.2	1,035.9	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	138.1	3.2	927.9	4,999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	136.5	10.3	972.2	5,221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	139.3	2.7	896.5	5,342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	142.9	7.7	833.5	5,571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	149.3	7.5	780.6	5,711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	146.7	3.7	781.1	5,861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	150.0	3.7	760.8	6,208.8	5.9	1,024.0	5.4
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	140.9	9.6	783.3	6,386.4	2.9	1,064.3	3.9
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	161.8	2.9	877.1	6,753.7	5.8	1,154.0	8.4
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	212.6	2.7	920.1	7,290.3	7.9	1,222.4	5.9
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	209.2	2.7	984.6	7,722.5	5.9	1,286.5	5.2
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	216.3	2.7	1,051.5	8,359.8	8.3	1,386.3	7.8
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	227.9	2.8	1,076.0	8,722.1	4.3	1,443.9	4.2
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	854.9	169.5	5.0	256.6	2.8	1,182.7	9,150.5	4.9	1,503.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	938.2	180.7	5.4	234.6	2.9	1,414.1	9,939.0	8.6	1,612.0	7.2
2016	2,795.6	3,925.5	707.8	980.9	193.9	5.4	205.9	2.9	1,387.4	10,205.4	2.7	1,618.0	0.4
2017	2,903.6	4,191.5	698.6	1,026.7	196.7	5.7	212.6	3.1	1,506.0	10,744.4	5.3	1,691.8	4.6
2018	3,012.7	4,482.1	698.3	1,076.7	205.4	4.9	298.7	3.2	1,595.3	11,377.3	5.9	1,791.4	5.9
2019	3,122.9	4,794.7	700.5	1,130.8	214.3	4.9	300.6	3.2	1,613.6	11,885.6	4.5	1,866.2	4.2
2020	3,234.2	5,131.9	706.7	1,189.6	223.7	5.0	512.7	3.2	1,650.3	12,657.4	6.5	1,981.8	6.2
2021	3,346.4	5,500.0	721.1	1,254.6	234.0	5.0	543.1	3.3	1,745.3	13,352.7	5.5	2,084.9	5.2
2022	3,459.5	5,894.9	739.4	1,324.6	244.9	5.1	597.5	3.3	1,848.6	14,117.7	5.7	2,198.1	5.4
2023	3,573.3	6,320.9	760.2	1,400.1	256.5	5.1	610.4	3.3	1,859.2	14,789.0	4.8	2,296.2	4.5
2024	3,687.9	6,781.4	783.1	1,481.2	268.7	5.2	703.0	3.3	1,969.7	15,683.6	6.0	2,428.3	5.8
2025	3,803.1	7,277.5	807.5	1,568.5	281.7	5.3	707.6	3.4	2,043.3	16,497.9	5.2	2,547.2	4.9
2026	3,918.9	7,810.3	831.5	1,661.5	295.3	5.4	753.9	3.4	2,120.4	17,400.6	5.5	2,679.1	5.2
2027	4,035.2	8,381.5	855.5	1,760.3	309.6	5.4	778.9	3.5	2,201.1	18,331.0	5.3	2,814.5	5.1
2028	4,152.1	8,992.2	879.7	1,864.7	324.5	5.5	783.3	3.5	2,285.5	19,291.0	5.2	2,953.6	4.9
2029	4,269.3	9,643.8	904.3	1,974.8	340.2	5.6	787.8	3.5	2,422.6	20,351.9	5.5	3,107.3	5.2
2030	4,386.8	10,336.3	929.4	2,090.2	356.5	5.7	792.1	3.6	2,569.9	21,470.5	5.5	3,268.9	5.2
2031	4,504.7	11,072.3	955.0	2,211.3	373.6	5.7	796.5	3.6	2,728.3	22,651.1	5.5	3,439.0	5.2

Tabla 55: Escenario Bajo o Pesimista

ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS

Pronósticos

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 5.5, 5.9, y 6.1 % a corto plazo (2017-2020), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2021-2031) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.2 y 5.7 % de crecimiento anual sostenido.

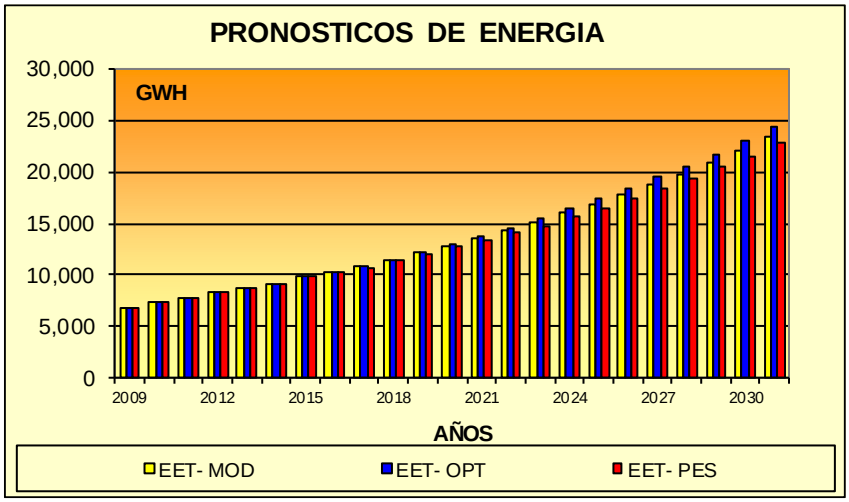


Gráfico 30: Pronóstico de Energía

Para todo el período de análisis, 2016-2031 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 5.4, 5.6 y 5.8 %. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 3 a 4 décimas de por ciento, que se perciben no solo en el corto plazo, es consecuente con las leves diferencias en los principales supuestos que subyacen en los escenarios de pronósticos de la energía eléctrica, dentro de un marco general de factores positivos, que permanecen insertos en los escenarios económicos analizados. Los cuales presentan alternativas de desarrollo de la economía, realista y viable, que en las condiciones actuales no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí, que a su vez puedan desarrollar demandas eléctricas muy disparejas entre sí.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo, se encuentran en las premisas tomadas para dichos años, especialmente, aquellas relacionadas con las expectativas favorables;

resultantes de las operaciones ampliadas del Canal de Panamá, convergentes con nuevas operaciones aeroportuarias, que se traducen en el perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio comercial global, regional y local. Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de electricidad.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 5.2 y 5.5 % a corto plazo (2017-2020) y entre 5.1, 5.2 y 5.421 % a largo plazo (2020-2030) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2017-2031), los resultados esperados, se encuentran respectivamente en 5.2 y 5.3%.

Es conveniente destacar que para el Corto Plazo, estos parámetros de generación y potencia de los tres escenarios alternativos, se mantienen en magnitud con una leve declinación con respecto a los estimados en presentados anteriormente en los PESIN's, especialmente en los informes de los años 2011-2025 al 2015-2029. Esta leve disminución, 1 a 2 décimas de por ciento, refleja elementos de índole interna y aspectos derivados del reajuste del comercio y de la economía mundial. Desde el punto de vista técnico, estas proyecciones utilizaban, parámetros de factor de carga menores con los cual el Modelo calculaba Demandas máximas más altas, de acuerdo a su metodología.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años anteriores, son consecuentes con recientes expectativas económicas más realistas, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles Por lo cual, los plazos de culminación de algunos proyectos anteriormente planteados se alargan en el tiempo, o son postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros vuelven a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá. Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes sean acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5%, que se reflejen en los pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica a un nivel de 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento global y de la región latinoamericana, que se han

estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos y Europa Occidental y por consiguiente su demanda internacional de bienes. A la presente debilidad de las economías emergentes como Brasil, Rusia y al renfoque hacia su mercado doméstico de economías como India y China ante la fuerte declinación del comercio mundial de bienes manufacturados. Esta declinación y caída de la demanda de materias primas y/o en la práctica, la paralización del comercio mundial, con sus efectos derivados en las actividades motores de la economía panameña.

En las figuras y tablas siguientes se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

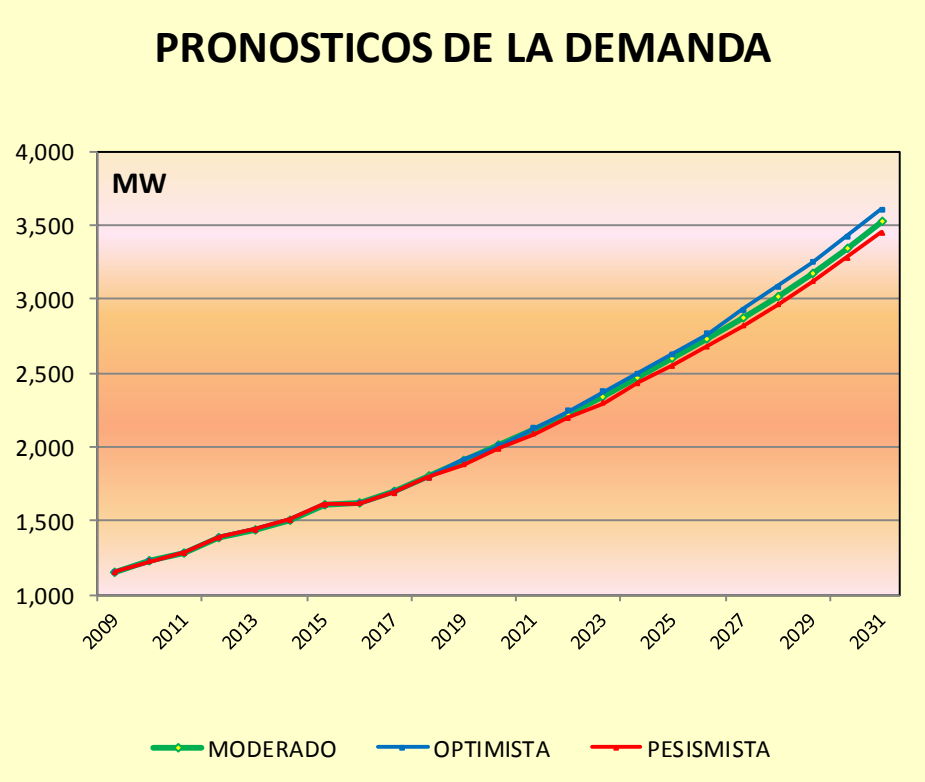


Gráfico 31: Pronósticos de Demanda

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y de potencia (MW) en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de las premisas utilizadas, muy poca diferencia entre sí. Con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la ejecución del magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo simultaneo de varios mega proyectos estatales de infraestructura civil y social, en conjunto con desarrollos privados de magnitud, cuyas obras se ejecutan en estos años. Ver tabla siguiente.

INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2017-2020)	658.7	97.8	680.8	96.7	613.0	91.0
LARGO PLAZO (2021-2031)	944.1	136.5	988.1	138.2	908.5	132.5
ANALISIS (2017-2031)	868.0	126.2	906.2	127.2	829.7	121.4

Tabla 56: Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo

Aunado a las incertidumbres consideradas en los anteriores PESIN's, para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista, la paralización y suspensión de varios de los proyectos públicos y privados, en ejecución. Siendo hoy en día, la situación de mayor alarma, la ralentización del comercio mundial, luego del atraso del proyecto de ampliación del Canal, cuyas obras no entraron en operación hasta junio del 2016, con probables y significativos sobrecostos. Ha provocado una disminución y postergación en los próximos dos o tres años, de las utilidades programadas y previstas por Panamá, para sus planes de desarrollo. Lo que podrá causar importantes disminuciones en el flujo de inversiones públicas, y por ende en el crecimiento del PIB, especialmente dentro del periodo crítico del plan de expansión, años 2016- 2019.

Entre las anteriores incertidumbres que inciden en la caída del PIB y por consiguiente una baja en la demanda eléctrica en el costo plazo, es la postergación y/o cancelación total de lujosos proyectos urbanísticos del sector construcción. Algunos de los cuales, a la fecha están obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009). Dado que gran parte de esta demanda provenía de países, que han sido fuertemente golpeadas por esta crisis, que resulto en una mayor restricción en el crédito bancario nacional y externo.

En el caso del medio y largo plazo, la incertidumbre se presenta en la inserción real de mega proyectos de índole privada no listados, ni considerados explícitamente en el presente pronóstico. [150] Proyectos mencionados en informes de pronósticos anteriores, pero no incluidos específicamente en las

[150] Proyecto de la "Ciudad Aeroportuaria", mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; la expansión portuaria (Mega Puertos de Farfán y Corozal).

actuales premisas de los escenarios, por su incipiente estado de desarrollo y/o la falta de información que precise detalles de inversión, capacidad y plazos para la entrada en operación, algunos de ellos se han postergado indefinidamente. Entre estos tenemos: el Panama International Merchandise Mart (PIMM) [151] ; Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Centro Energético de las Américas.[152] De acometerse la construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, las tasas de crecimiento real de la demanda se dispararía significativamente.

Por otro lado, las restricciones de crédito internacional condicionadas por los bajos parámetros de crecimiento o el estancamiento de la economía de los principales países del hemisferio norte, tienen la propiedad de desincentivar o contraer la demanda eléctrica doméstica, en el medio y largo plazo.

Estructura del Consumo Eléctrico

La distribución sectorial del consumo de la energía disponible en el sistema eléctrico nacional refleja interesantes resultados. Los sectores de mayor demanda de energía eléctrica, seguirán siendo el sector comercial y el residencial, seguidos en orden por los segmentos de las pérdidas de energía eléctrica, el sector oficial, el sector industrial. En el año 2016, la participación respectiva de estos sectores en el consumo eléctrico fue de 39, 27, 14, 10, y 7%, en el mismo orden.

El historial de participación muestra como el sector comercial ha ido creciendo paulatinamente en detrimento de los otros sectores básicos de consumo y con gran énfasis en el segmento de pérdidas totales del sistema. Mientras los segmentos de consumo Comercial y Alumbrado Público crecen anualmente en 1.0% y 1.6%, en el periodo 2000-2016, los otros segmentos de consumo pierden participación. Significativamente es la perdida de participación de los importantes segmentos de consumo de Industrial y oficial que pierden participación en - 3.8% y - 0.74%, respectivamente.

El segmento de pérdidas viene reduciendo su participación en consumo del sistema, con una tasa de declinación de 2.3 % anual en los últimos quince años, Con declinaciones parciales de -8.1% y %1.6% anualmente, respectivamente en los quinquenios 2000-2005 y 2006-2009,

[151] Un centro de exhibición comercial permanente al por mayor en América Latina y el Caribe. Con una inversión de $545 millones que se construirá, en El Limón, Provincia de Colón, con un terreno de 560 hectáreas, el PIMM ocupara 50 Ha de ellas y estará ubicado entre la vía Transístmica y el Lago Gatún.

[152] Es un mega complejo petroquímico que incluye refinerías, plantas petroquímicas, instalaciones marinas y terminales de almacenamiento. La fase inicial del proyecto tiene un estimado de costo directo de $1.300 millones.

gracias a las mejoras continuas en el equipamiento de los sub-sistemas de transmisión y distribución. En cambio, en el último periodo, 2010-2016, se ha tenido un leve cambio de tendencia, de tasa anual de crecimiento de 1.2% en las pérdidas totales del sistema. Especialmente en los dos últimos años, 2014-2016, donde el mayor nivel de transporte de energía hidroeléctrica del extremo oeste del país, hacia el centro de carga, ha incrementado las pérdidas registradas de transmisión.

Durante el periodo de corto plazo, la generación hidroeléctrica desde el extremo y centro del país, hacia el centro de carga se incrementa, gracias a la mayor participación, de centrales de pasada, recientemente construidas y al aporte de generación renovable de centrales eólicas y fotovoltaicas, con lo cual es lógico que se incrementen las pérdidas de transmisión, elevando la participación de las pérdidas totales a un 16.6%, en promedio. En el periodo de largo plazo 2021-2031, la participación de las perdidas declina de 16% a un 14.6% en el 2031, para una declinación de -1.2% anualmente.

Es importante anotar que, en el periodo inicial, posterior a la reforma del subsector eléctrico años 1989 al 2001, las pérdidas de energía eléctrica contabilizaban igual o mayor cantidad que el consumo agregado del sector industrial y oficial. En efecto en el año 2000, las pérdidas de energía eléctrica fueron de 1,166.4 GWh mientras que el consumo agregado del sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).[153]

Con respecto al futuro, se espera que, en el año 2031, esta estructura de consumo, varíe, con un sector comercial y servicios que alcanza un 48% de participación, el sector residencial decrezca a un 20%, las pérdidas totales del sistema se estiman en menos de un 13% del consumo global. Por otro lado, el sector oficial mantiene su participación relativa, con un Incremento de dos centésimas porcentuales con respecto a los registros del año 2016. [154] los escenarios presentados

De mayor preocupación es el segmento de consumo eléctrico industrial, que prevé una declinación de participación importante, que de 7% en el año 2016 cae hasta un 4% en el año 2031, corroborando en parte el enfoque nacional hacia el área de comercial y de servicios en detrimento de las actividades primarias y manufactura.

En el caso del segmento de consumo residencial, el Modelo pronostica al futuro una menor participación con respecto al consumo global del sistema, producto de la absorción casi total de la demanda residencial urbana, a la que se agregan sectores de población vulnerable, por ende, de menores ingresos, con lo cual, son de esperar consumos de electricidad, poco menos que básicos. Por otro lado, después de

[153] Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.

[154] La participación del segmento oficial puede aumentar, si se le adiciona la carga del servicio transporte masivo y de los proyectos de saneamiento ambiental, incluidos en el segmento Bloque.

crecer en promedio el consumo residencial 7.4% anualmente en el periodo 2009-2014, el modelo pronostica un crecimiento de solo 4.2 % anual durante el corto plazo y de 3.6 % anual en el largo plazo 2020-2030. Se infiere, que la modernización del equipamiento familiar, es cada vez más eficiente, que aunado a relativos precios incomodos de la energía eléctrica para los usuarios residenciales, conducirán a menores consumos.

El segmento de consumo Bloque ha incluido desde el año 2010 al 2016, consumos de energía, originados en la Integración de la Prov. de Bocas del Toro, agregado a los consumos de magnos proyectos identificados y no asignados estructuralmente a otros segmentos de consumo del Modelo. A partir de junio del 2015, el consumo de toda la provincia de Bocas del Toro, incluyendo el consumo del sistema eléctrico de la Isla de Colon y sus subsistemas eléctricos, es registrado por EDECHI, identificando cada tipo de consumo, según su tipo.

Del año 2016, en adelante el Modelo reconoce como consumo del segmento Bloque no solo la energía insumida por magnos proyectos identificados, sin historial de data anterior en el Modelo, sino además se agrega los consumos de registros de la Autoridad del Canal de Panamá, ACP.[155]

El consumo de mega proyectos estatales y privados del segmento Bloque, está conformado por los proyectos del Saneamiento de la Bahía (de las bombas, de la PTAR y sus equipos auxiliares), del área Este y Oeste, de nuevas plantas potabilizadoras de agua del IDAAN, de la expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen, así como del consumo de la nueva sub-actividad económica no tipificada de consumo eléctrico, el transporte masivo urbano. (Metro). Además, se incluyen los requerimientos anuales por mantenimiento del enclave de explotación de minerales metálicos (cobre).

ETESA construirá y pondrá en operación en el 2020, la nueva Línea de Transmisión Panamá II – Chepo – Metetí de 230 Kv, para interconectar la Región de Darién al SIN. Con lo cual se incorporan inicialmente 58 GWh al segmento Bloque., esperando que al año tope 2030, se alcance una magnitud d 84 GWh, bajo un escenario de un consumo conservador.

Todas esta sub- actividades de consumo, que han de entrar en operaciones en el primer quinquenio del presente pronóstico, se agrupan dentro del segmento Bloque a menos que se realicen segmentaciones adicionales al consumo eléctrico. De no ser así, el sector industrial, comercial y el residencial se repartirían proporcionalmente el 2% del consumo alcanzado en el horizonte del plan por el segmento de consumo denominado Bloque, con un mayor peso en el

[155] Información detallada en el Punto Bloque.

segmento de consumo gubernamental (Oficial).

Los resultados para los 15 años de proyección del pronóstico, destacan la atención sobre el consumo de las actividades del sector comercial y de servicios, el cual pasa, aproximadamente del 40% al 48% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a 20%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

Confiabilidad de los Pronósticos

Con el fin de validar los pronósticos presentados en este análisis, se compararon las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda (2015-2035), elaborado por el Centro Nacional de Despacho.[156]

Las demandas totales de potencia del CND, corresponden a las documentadas en el Indicativo de Demanda. En él, se incluye la información del Agentes Distribuidores del Mercado Mayorista de Electricidad, "Mercado". Además, contempla la información detallada y de última hora de los requerimientos de energía y potencia agregada al segmento de los Grandes Clientes en el Mercado. Específicamente, volúmenes de energía y potencia de varios Supermercados metropolitanos, y otras industrias existentes, modificando las demandas totales coincidentes con las pérdidas en punta del consumo.

[156] Informe Indicativo de Demandas 2017-2031, de septiembre 2016. Este informe contiene los detalles mensuales de las proyecciones de demanda de potencia y el consumo de energía eléctrica de cada uno de los Participantes Consumidores.

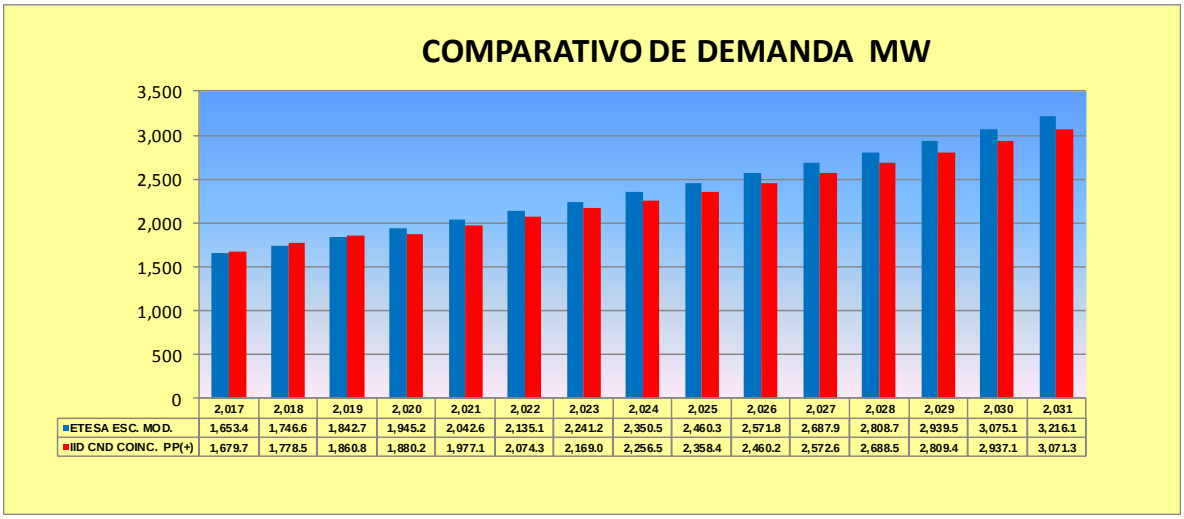


Gráfico 32: Escenario Moderado de ETESA vs DMG Coincidentes IID CND

La anterior grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG Coincidentes de los Agentes Consumidores Participantes en el Mercado más las perdidas en la punta del CND, se definen dos periodos. Como muestran los datos insertos en la figura anterior, la proyección de la demanda del de los Agentes consumidores con Perdidas de Punta (CND) , es menor a la proyección de ETESA.

El análisis detallado de los datos, muestra tres etapas, la primera que va del año 2017 a 2019, el pronóstico de ETESA es anualmente, 1.4 % menor a la demanda calculada por el CND. Esta primera fase de tiempo, que va del 2017 al 2019, coincide con el periodo de corto plazo 2017-2020, en donde los pronósticos del CND, casi se igualan a los estimados de ETESA con diferencias menores de 25 MW.

La segunda fase, que va del año 2020 al 2023, que comprende el mediano plazo, los pronósticos de ETESA, pasan a superar los pronósticos del CND, iniciando con 65 MW en el año 2020 a 72 MW en el año 2023, lo que es en promedio 3.3 % superior al Pronostico de los agentes consumidores con pedidas, o sea 66 MW de diferencia anual.

Finalmente, en un tercer periodo, coincidente con el largo plazo, del análisis del Modelo PREEEICA, años 2024 al 2031, horizonte del pronóstico de ETESA, la demanda calculada con pérdidas de los agentes consumidores es en promedio mayor de 4.5 %, anual. Este periodo, inicia el año 2024, con una demanda superior a 94 MW, para alcanzar en el año 2031, una diferencia máxima de 145 MW. Llegando, en esos ocho años, ETESA, a una diferencia promedio anual, en ese periodo de 120 MW más que los pronósticos planteados por el CND.

Es necesario destacar que las desviaciones promedio de los pronósticos de ETESA con la demanda agregada declarada por los Agentes Distribuidores, sin las pérdidas en punta

son en promedio de 4.2 % para los primeros cinco años (2017 - 2021), coincidente con el corto plazo del pronóstico. Para el segundo quinquenio, años 2022-2026, se tienen diferencias mayores en promedio anual de 6.4%, acrecentándose anualmente estas diferencias al último quinquenio analizado, 2027-2031, para un promedio anual de 7.0%. Estas diferencias son expuestas en el **Gráfico 33**.

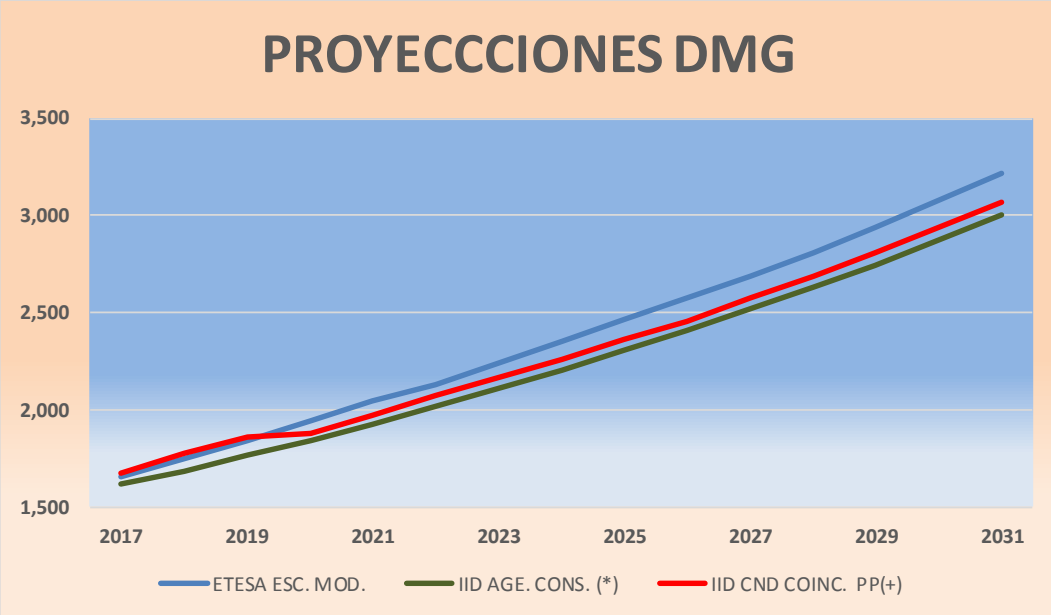


Gráfico 33: Comparación de Proyecciones de DMG

Estos porcentajes promedio de discrepancias se pueden explicar en sentido que los agregados de potencia, son el resultado de información de las empresas distribuidoras y de Grandes Clientes, los cuales son en gran parte conservadores y además pueden estar contemplando medidas de control y ahorro que no son del conocimiento general. Como los pronósticos de demanda, preparados por ETESA son anuales, tienen más importancia las discrepancias del periodo de corto plazo, en la cual diferencias de alrededor de dos unidades porcentuales (2.0%), o menos, son aceptables, de manera que este pronóstico se valida, en especial los resultados en el periodo crítico.

Para el periodo de Largo Plazo las diferencias de pronósticos de la demanda de ETESA con el pronóstico de demanda de generación con pérdidas en punta del CND, se profundizan pasando del periodo 2017-2020 de una diferencia de a favor de ETESA de 0.2% , a un promedio anual en el periodo 2021-2025 de 3.7 %. En los últimos años del largo plazo,

correspondientes al extremo del periodo, el análisis de referencia de ETESA, 2025-2031, las diferencias con el CND se mantienen en una tasa diferencial anual de 4.6%.

CONCLUSIONES

De acuerdo a los análisis y cálculos realizados, con la información más reciente y disponible de la demanda de energía eléctrica de Panamá en el corto plazo (2017-2020), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 5.6 a, 6.2% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 5.3 a 5.9%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias entre los escenarios menores al 0.5%, obedece a la fuerza de los factores positivos macroeconómicos que se perciben y conjugan al presente para dichos años, especialmente a las expectativas relacionadas a la operación de la ampliación del Canal de Panamá y a la modernización de las principales actividades del país, a efecto de la materialización de otros magno proyectos estatales de infraestructura, dentro de las medidas gubernamentales anti cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas, en el caso moderado, como las opciones optimista y la propia opción pesimista.

Por consiguiente, la inclusión en este periodo, de los futuros consumos de electricidad previstos de las etapas iniciales del Saneamiento de la Bahía de Panamá, de la operación de la Linea1 del sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro) y de la operación de la postergada expansión en este periodo de las facilidades aeroportuarias en el aeropuerto de Tocumén, de la implementación operativa de enclaves mineros para la explotación de metales (cobre y oro), consumos que se incorporan dentro del segmento Bloque. Consumos que suman y engrosan el segmento Bloque, mientras se deduce la energía correspondiente a la región recientemente integrada al SIN, como es el consumo de la región económica de Almirante -Changuinola, en la provincia de Bocas del Toro. Por la cual el segmento Bloque pasa de 232 GWh en el año 2015, a 571.5 en el año 2020, en el escenario Moderado.

Entre las mayores incertidumbres que se evidencian en el presente pronóstico, están la precisión del comportamiento de la economía nacional en el periodo de corto plazo (2016-2019). En especial, el derrotero en este período de los agregados sectoriales que presentan mayor dinamismo, los cuales a su vez se convierten en los motores de empuje de las otras actividades nacionales, como

es la operación del tercer juego de esclusas del Canal, la construcción, comercio, los servicios internacionales jurídicos y banca internacional; estas últimas que repercuten directamente en las actividades dependientes del turismo de negocios y de placer.

El comportamiento de la economía nacional desde el año 2010 al presente, hace suponer que las actividades dinamizantes de la economía panameña han logrado mitigar en parte los inciertos efectos derivados de la crisis hipotecaria norteamericana, traspasada globalmente al área financiera mundial, efectos no superados totalmente por la economía mundial. El excelente comportamiento de la economía nacional, es evidenciado por los logros económicos alcanzados en el periodo 2010 - 2013, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 9.0%, después de salir de un parámetro deprimido de 1.6% en el año 2009.[157] Aunque bajo, el parámetro alcanzado, en ese año, fue relativamente positivo dentro de un entorno latinoamericano y mundial de recesión profunda.

Durante los años 2014 y 2015, el PIB alcanzó registros bajos con respecto a su historia reciente, pero todavía dentro niveles importantes de crecimiento. Para el año 2014 fue de 6.1 % y en el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.8%. Para un crecimiento promedio sostenido en los últimos tres años de 6%, parámetro que permitiría que se duplique en términos reales el nivel de registro del PIB alcanzado en el año 2015, en un lapso de aproximadamente 16 años, lo que cubre el periodo de análisis de los pronósticos del presente PESIN.

Otra incertidumbre importante originada en la crisis económica global, es el grado de confianza en la continuación de grandes proyectos urbanísticos y edificaciones turísticas en la urbe metropolitana y en las aéreas de playa y descanso en desarrollo a lo largo del país. Estos proyectos, fueron anteriormente obstaculizados por factores no previstos en su previa programación, así como la reticencia del crédito bancario por los bancos nacionales y del exterior, hacia los promotores en la etapa de construcción y a las hipotecas individuales, con su efecto directo principalmente en una de las actividades económicas, que marcaron el paso en la época reciente, la construcción, y de los proveedores de insumos para su actividad, uno de los principales motores del alto crecimiento en el periodo de crecimiento anterior, 2004 - 2008.

Aunque, en el quinquenio 2009-2013, primo la cautela total del sector financiero nacional, como resabio de la crisis mundial del 2008-2009, esta cautela ha estado declinando hasta su casi mitigación total, en el presente. Aunque, el efecto negativo de la cautela financiera hacia sectores de alta inversión se mantiene, como el sector construcción, ya que el impulso agresivo que tenía esta actividad antes de la crisis, se perdió, ya que la promoción e inversión de residencias

[157] Nuevo valor estimado por INEC, Año de referencia 2007, medidas encadenadas.

de lujo, la más dinámica en el reciente periodo de auge, se ha transmutado en una activad mas conservadora.

El total de la actividad construcción no fue mayormente afectada, gracias a la intervención estatal, cuya participación no solo incidió en los trabajos de la ampliación del canal, sino en el impulso y ejecución de otras grandes obras de infraestructura vial, sanitaria y social. Por lo cual se espera, que, durante el periodo crítico, las actividades conexas mantengan el impulso necesario al desarrollo de la actividad de construcción, con un reimpulso de los denominados turismos de temporada y/o residencial, y por consiguiente de las actividades concernientes a la explotación de hoteles y restaurantes.

Finalmente, habrá que esperar a ver si el enrutamiento positivo de la economía mundial se sostiene, ya que las perspectivas de las instituciones multilaterales, han emitido conceptos en la cual se afirma que la crisis global toco piso. Pero en la práctica es de conocimiento de las propias instituciones multilaterales, aún existen resabios de la crisis global, que generan incertidumbres en el escenario futuro de las principales economías del globo. Por otro lado, se tiene la proliferación y/o actualización de legislaciones y tratados económicos en busca de la defensa de sus propios sectores económicos internos, lo cual podría afectar las expectativas de crecimiento del comercio mundial en el corto plazo y por ende en la economía nacional, dado el fuerte grado de inserción doméstica en la economía mundial.

De aun continuar en “sala de recobro la economía mundial, habrá que determinar con mayor precisión en qué grado incidirá la crisis en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones (Canal de Panamá), la cual ha correspondido en los últimos tres años, la generación de más de un quinto del PIB. Si la recuperación económica mundial, se posterga, los ingresos esperados por las operaciones del canal ampliado disminuirían afectando el repago de las obras en construcción y sus costos financieros, lo cual derivaría en mayores restricciones financieras del Estado, para continuar los proyectos de modernización que el país requiere, que de no realizarse resultarían en situaciones difíciles para el país.

El pronóstico de energía esperado para el año 2017, se basó en la probabilidad de ocurrencia de un crecimiento de la economía entre 5 y 7%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los trimestres del año 2016, resultó en una tasa menor al 6%. Con respecto a los pronósticos de energía, para el periodo de corto plazo, años 2017 - 2020, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 6.3%, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo va de 4.7 a 7.2%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2020-2030), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre

3.5 a 6.4%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos, similares a los rangos alcanzados en los años recientes, una tasa anual sostenido de 7.5% en el periodo 2009-2013.

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo se concluye, que, de acuerdo a los registros de los últimos tres años, se evidencia que el país obtiene más producto en unidades monetarias por unidad de energía eléctrica consumida, $PIB/kWh.

El Factor de Carga FC, que había venido disminuyendo de un factor promedio de 70.5 u, en el periodo 2001 - 2007, a 69.0 y 66.3 % en los años 2008 y 2009. Comportamiento, asociado principalmente a un paulatino retroceso en la demanda de tipo industrial, mientras se incrementa el consumo comercial y gubernamental, en las horas de punta y se mantiene un uso no eficiente de la energía eléctrica en el sector residencial.

En los años 2011 -2016 el incremento de este parámetro FC indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, gracias al ligero aumento en estos años de una parte de la actividad manufacturera, más dinámica, la elaboración de alimentos y bebidas. Por otro lado, se da una mayor utilización del consumo del sector comercial con base en un equipamiento moderno, a una mejor gestión de la distribución eléctrica y a aun posible efecto tarifario del servicio eléctrico, específicamente en el sector residencial.

Otra variable importante en el futuro derrotero de la demanda y consumo de la energía eléctrica es el precio futuro de los combustibles insumidos en la generación. El precio esperado de los combustibles para generación eléctrica, se enfrentaba en los años anteriores a precios reales crecientes de los combustibles, consecuente con el mayor costo del componente térmico. Ya que se había reconocido, el estancamiento de la oferta de los crudos convencionales con costos incrementales en la extracción ante una demanda mundial creciente con restricciones mundiales en los procesos de refinación.

Ante el incremento mundial de la demanda, la industria petrolera respondió a los costos incrementales de la oferta del crudo con nuevas tecnologías de exploración y de extracción más eficiente de crudos convencionales, de los nuevos crudos de esquito y de aquellos de *"extrema profundidad"*, de bio-combustibles y de nuevas alternativas de combustibles. Gracias a esto era de esperar en el corto y mediano plazo, una estabilización o retardo en el precio futuro de los combustibles, entre los 70 y 100 dólares del barril de crudo.

En cambio, el Mundo se encontró a fines del año 2014 y durante todo el 2015, sorpresivamente con precios deprimidos del crudo y de los combustibles. En seis meses el crudo Brent, referencia internacional, cae un 55%, pasando de 112 a 50 dólares por

el barril a mediados de enero 2015. En razón, a la contracción económica mundial de las principales economías, la demanda internacional de los combustibles disminuye frente al incremento gradual de las reservas mundiales, gracias a la extracción de crudos no convencionales como el crudo de esquistos, de pre- sal, al mejoramiento tecnológico de los procesos de refinación que conllevan mayor producción de combustibles. Además, este periodo confluye con la creciente penetración mundial de generación eléctrica convencional a gas natural y por otro lado de la fuerte inserción a nivel mundial de fuentes alternativas de generación eléctrica, con base en las tecnologías eólica, fotovoltaica y termo solar.

Todas estas variables que ha incidido en el último año en el sector de hidrocarburos, empujaron el precio internacional del crudo hacia la baja, lo cual implica una disminución directa de los costos de generación térmica y por consiguiente una reducción de la tarifa eléctrica, en el último año. Con lo cual se puede esperar incremento del consumo de energía eléctrica. Pero es necesario mencionar, que el bajo precio del crudo, desalienta la exploración y por ende la oferta futura de crudos tradicionales y no; por lo que el propio mercado de hidrocarburos ha de tender hacia su equilibrio, por medio de la acción coordinada de los productores de la OPEP y No OPEP, hacia un precio que permita en el futuro inmediato la extracción y producción de económica de hidrocarburos tradicionales y alternativos.

En este punto, es de destacar que desde finales del año 2013 se presentan situaciones no favorables a las expectativas de crecimiento económico nacional, todas de tipo coyuntural, pero que pueden ocasionar en los próximos años efectos negativos de retardo de corte estructural**.** Muy en especial en aquellas actividades que han sido en estos últimos años, los principales motores de esta economía, actividades de sector terciario, como son las actividades de reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC), delos servicios jurídicos y de banca internacional, de la intermediación financiera internacional y de las operaciones de las nuevas esclusas del Canal.

El sector de la reexportación, ZLC, ha debido soportar en los últimos dos años la ralentización de sus operaciones de re-exportación por diversas razones. Entre ellas, la restricción de divisas por parte de Venezuela y en menor medida por otros países de la región con respecto a las compras en la zona franca, aunado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia. Al provocar un desbalance en un gran sector de empresas de este enclave económico, con lo cual se crea un fantasma de quiebra de grandes empresas del sector, que se materializo al inicio del año 2014 por una Resolución de la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP), exigiéndoles a los Bancos con cartera riesgosas en la ZLC de establecer reservas o provisión especifica con los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno

venezolano, hacen casi imposible que se paguen las mercancías recibidas a crédito, por empresarios venezolanos.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos no provenientes de países con lo que el Estado Colombiano tuviera tratados comerciales. Haciendo énfasis en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros donde compiten con la manufactura colombiana, produciendo inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región latinoamericana aledaña.

La confluencia negativa de ambas situaciones se transmuta en una significativa e inmediata desaceleración de la actividad económica, representada por la ZLC. Hasta el año 2012 esta actividad de la zona franca redondeaba el 8% del PIB global.

Al presente, la desestabilización política y económica de Venezuela continua, por lo cual el problema de pagos hacia Zona Libre, no solo no ha mejorado durante el 2015, sino que la paralización práctica de las compras ha entrado en una profunda crisis, que se refleja en disminuciones importantes del mercado de re-exportación. A su vez Panamá demando y ganó ante la Organización de Comercio Mundial, a Colombia por sus medidas anti comercio, pero esta se niega a aceptar los fallos, por lo cual incrementa la crisis de la Zona Libre, uno de los pilares del crecimiento económico de los últimos 20 años.

Estas previsiones negativas, de la Zona Libre de Colón, de la operación ampliada del Canal de Panamá, y últimamente de la exposición mediática de los servicios jurídicos e Intermediación financiera, tienen implicaciones significativas en el Modelo de proyección de la energía eléctrica, PREEICA. En total estas actividades por si solas corresponden a casi un tercio del PIB nacional.

El efecto final en los pronósticos del Modelo, por parte de estas suposiciones, en el periodo crítico de 2017 -2020 son relativamente invariables, dado el carácter inelástico de la demanda eléctrica, en el corto plazo. En cambio el efecto en el mediano y largo plazo, deberá de analizarse, *a posteriori*, cuando se definan o exista más claridad sobre actuales situaciones negativas de la Zona Libre, de la exposición de los servicios externos de intermediación financiera y de la operación del nuevo juego de esclusas, de manera que se puedan cuantificar los efectos o impactos, de estos nubarrones en el devenir nacional, y por ende en los pronósticos de la energía eléctrica , dado el peso específicos de estas actividades en el Producto Interno Bruto de Panamá.

Para el periodo de largo plazo, aun no se tiene información cierta sobre el desarrollo de algunos mega proyectos estatales y de índole privada, no listados, ni considerados explícitamente en este análisis, los cuales podrían incrementar directa e indirectamente, las tasas de crecimiento de los escenarios de proyección. En el caso

de los megaproyectos estatales, ya ha sido mencionado, que la dependencia y/o vulnerabilidad del país, ante la actividad comercial mundial, retrasará yo suspenderá definitivamente, necesarios proyectos del Estado.

En el área privada, el panorama es igual, ya muchos de los proyectos listados, de penden de una condición saludable de la economía panameña, en forma especial en el escenario optimista. Los proyectos identificados, son de un alto valor de inversión y corresponden en gran parte a empresas con un potencial uso intensivo de la energía eléctrica, pero que la iniciativa de inversión depende de una mejora sustancial de la condición económica global.

Entre los proyectos no listados, ni incluidos en este análisis que pueden afectar sensiblemente las proyecciones de energía y potencia en el largo plazo, podemos mencionar: una magna refinería de petróleo en el aérea de Chiriquí; otros nuevos proyectos mineros de magnitud, nuevos puertos originados en la propia expansión portuaria; una profundización de actividades correspondientes al Centro Multimodal, Industrial y de Servicios; Centro Energético de las Américas. Todos estos proyectos tienen grados diversos de incertidumbre, algunos de estos proyectos se encuentran en niveles incipientes de ejecución y/o dependen del estado saludable de la economía mundial.

REFERENCIAS

1. Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2009-2018.
2. Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp; 1970-2008 y cuadros preliminares 2009.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos; Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2009.
6. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
7. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Panamá; Dirección de Análisis y Políticas Económicas; Estimación de la población total de Panamá; 2001-2006.; Informe Económico Primer Semestre 2006.
8. Autoridad del Canal de Panamá/INDESA/INTRACORP: Evaluación Socioeconómica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas; Abril 2006.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CURVAS TÍPICAS.

Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la Potencia Máxima consumida en función del tiempo. A continuación, se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras. A menos que se indique lo contrario, las curvas típicas son representación del día 22 de abril de 2016.

EDEMET

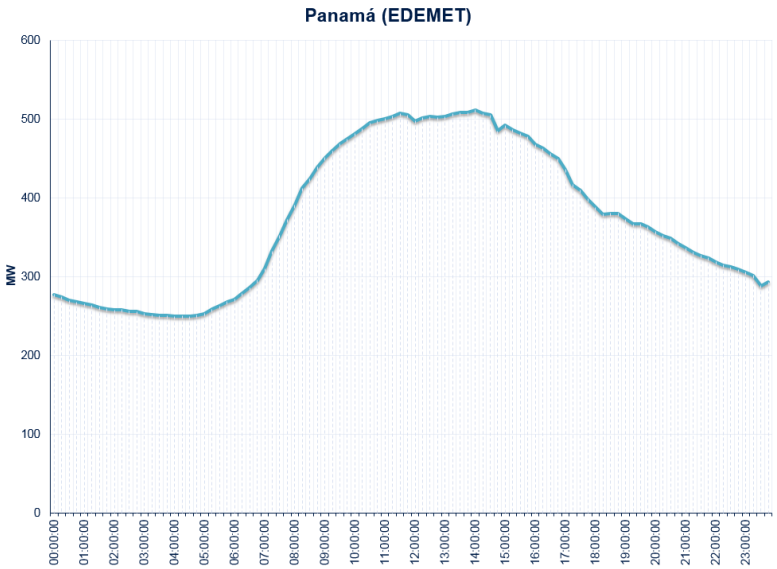


Gráfico 34: Curva Típica de Carga EDEMET – Panamá

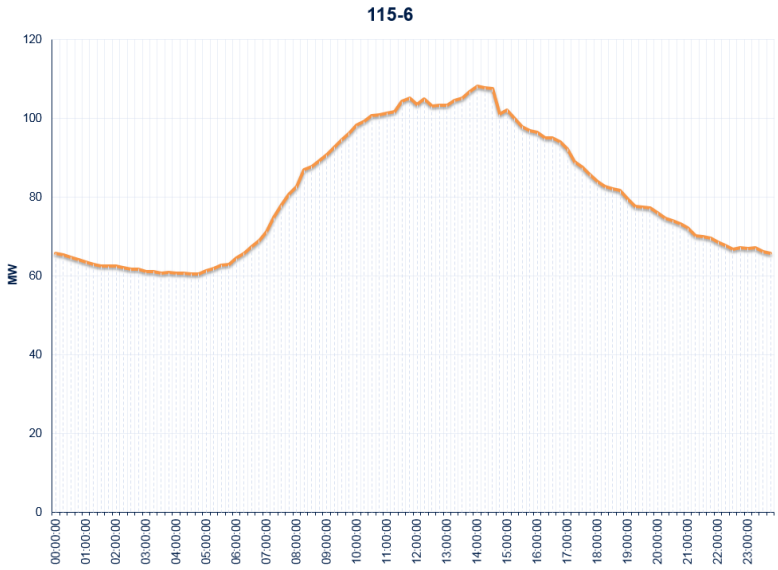


Gráfico 35: Curva Típica de Carga Línea 115-6

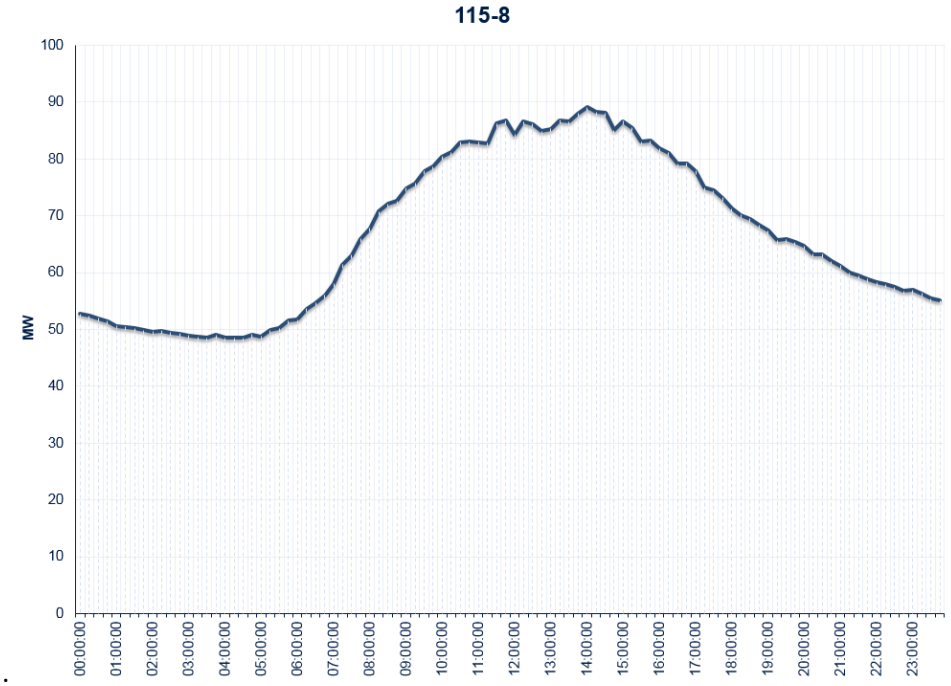


Gráfico 36: Curva Típica de Carga Línea 115-8

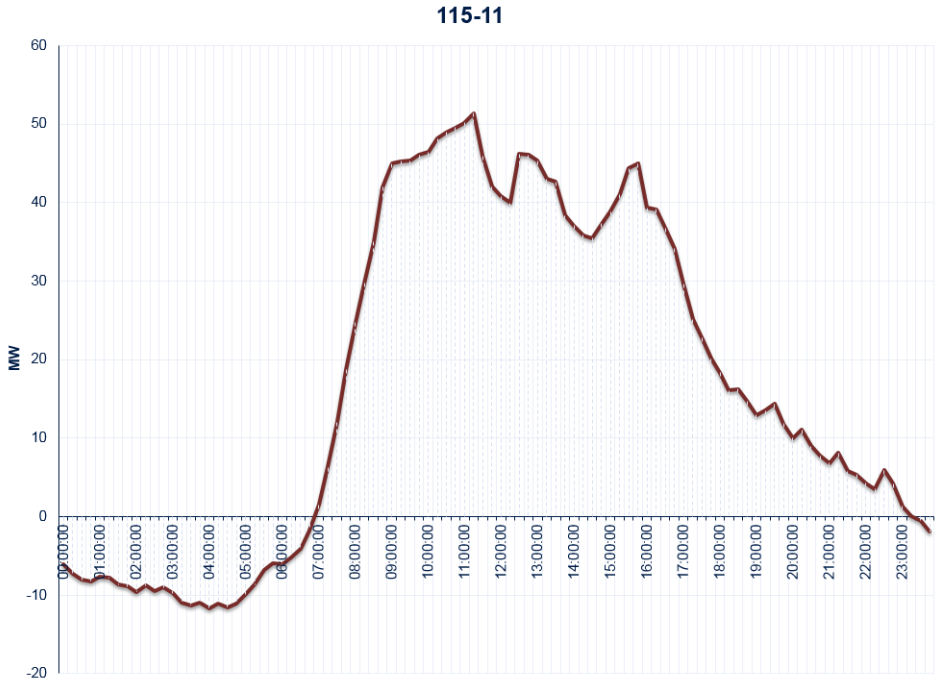


Gráfico 37: Curva Típica de Carga Línea 115-11

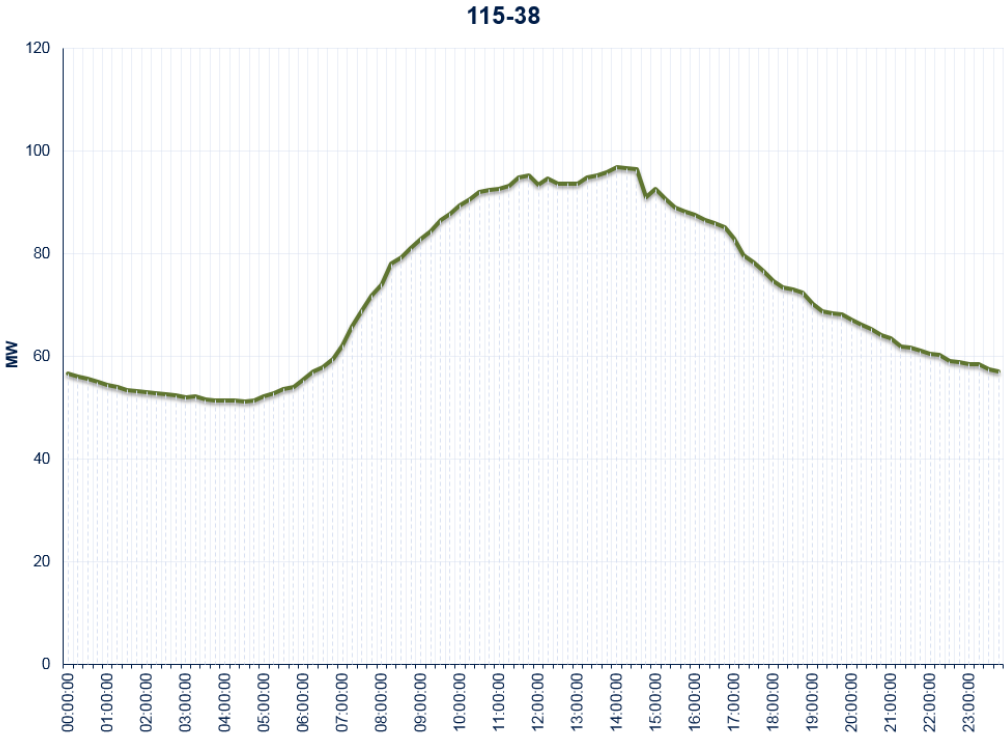


Gráfico 38: Curva Típica de Carga Línea 115-38

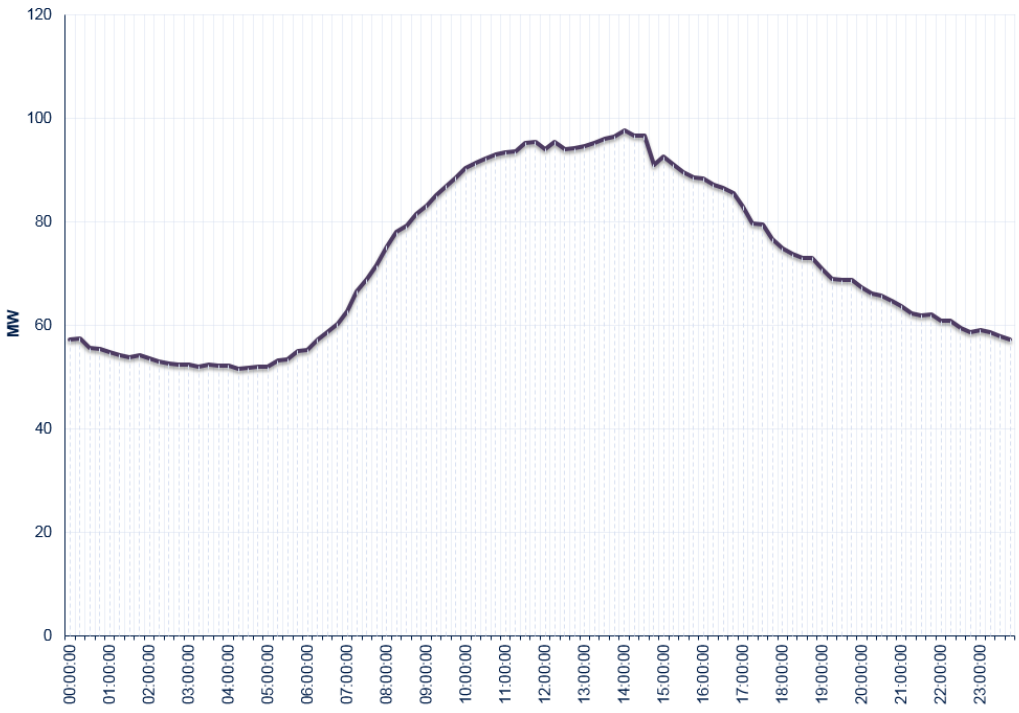


Gráfico 39: Curva Típica de Carga Línea 115-22

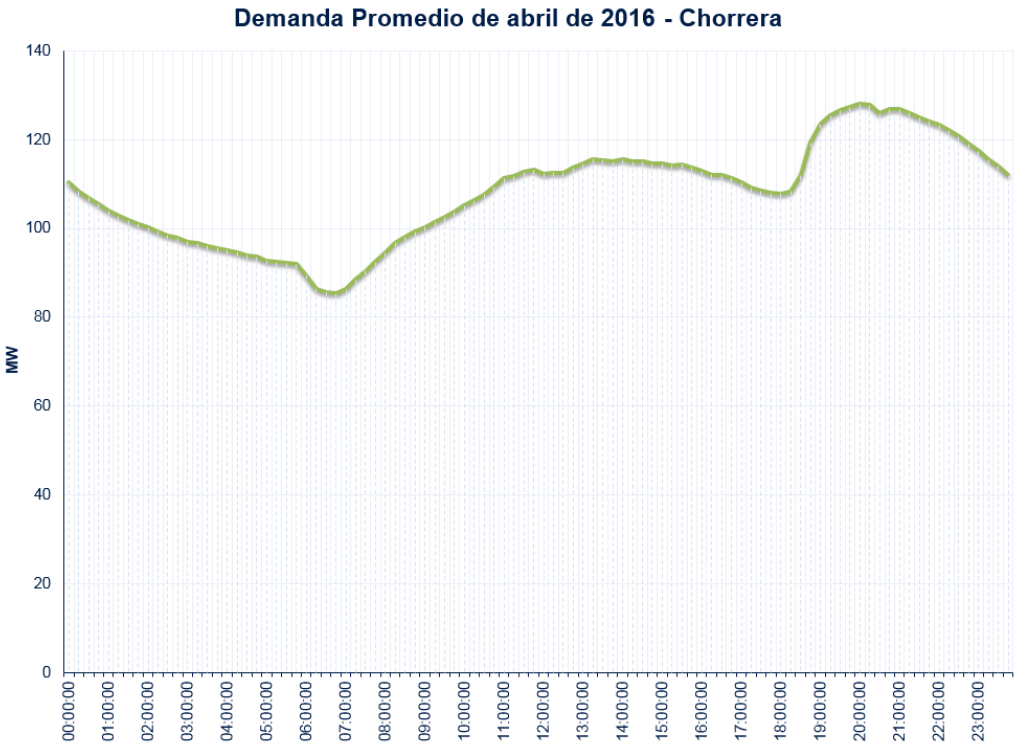


Gráfico 40: Curva Típica De Carga Chorrera

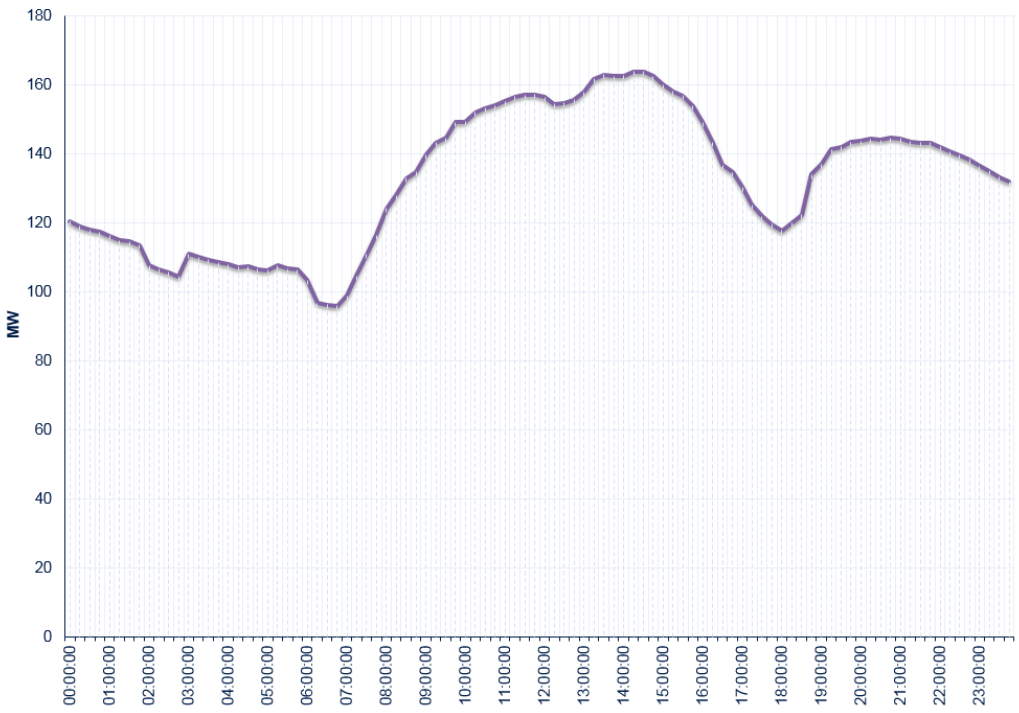


Gráfico 41: Curva Típica de Carga Llano Sánchez

EDECHI

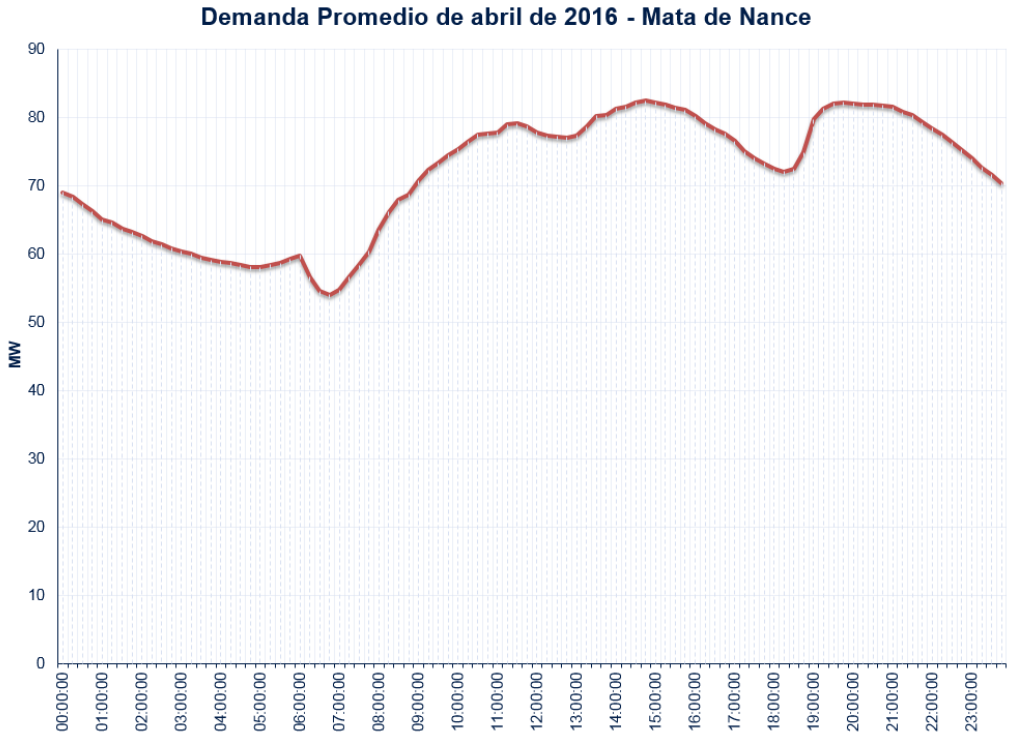


Gráfico 42: Curva Típica De Carga Mata de Nance

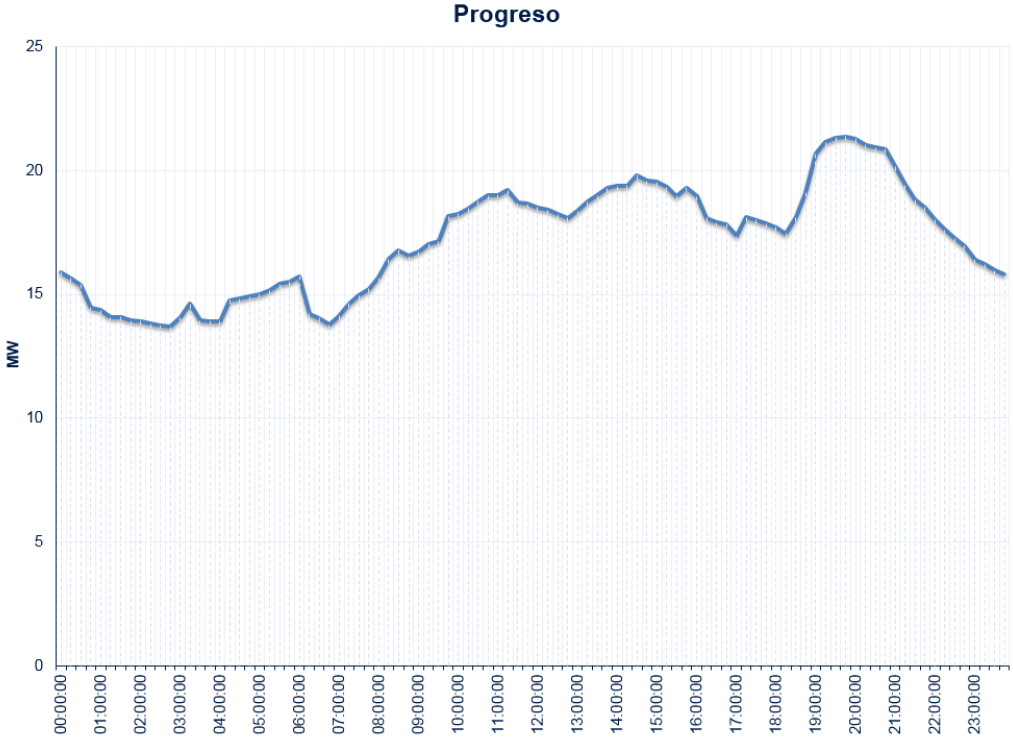


Gráfico 43: Curva Típica De Carga Progreso

ENSA

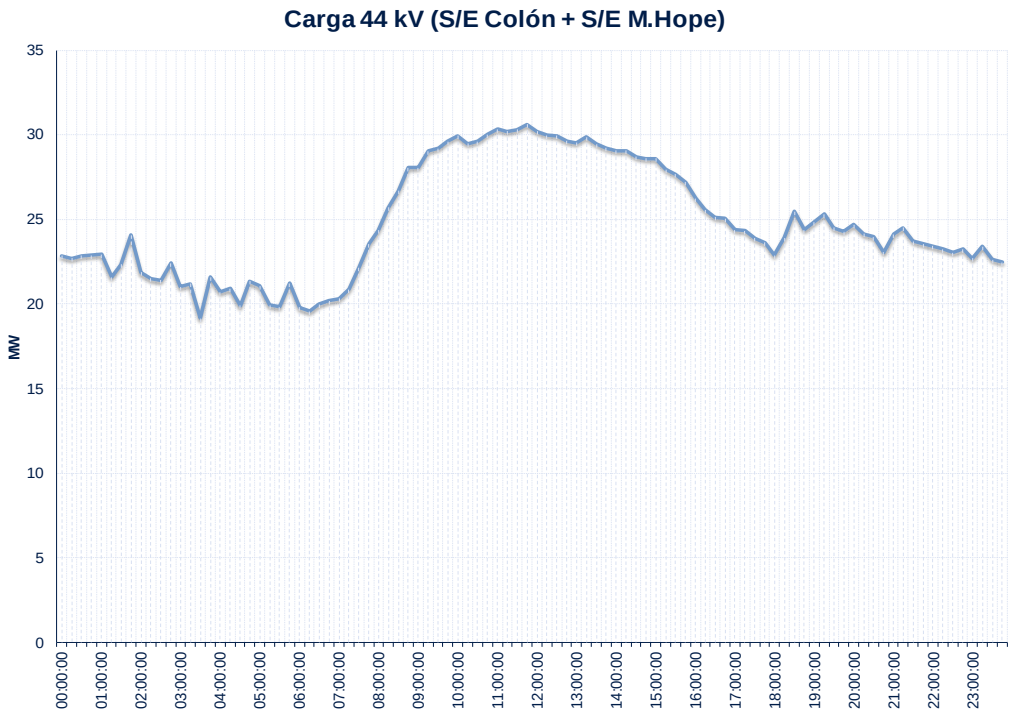


Gráfico 44: Curva Típica De Carga 44 kV (S/E Colón + S/E M.Hope)

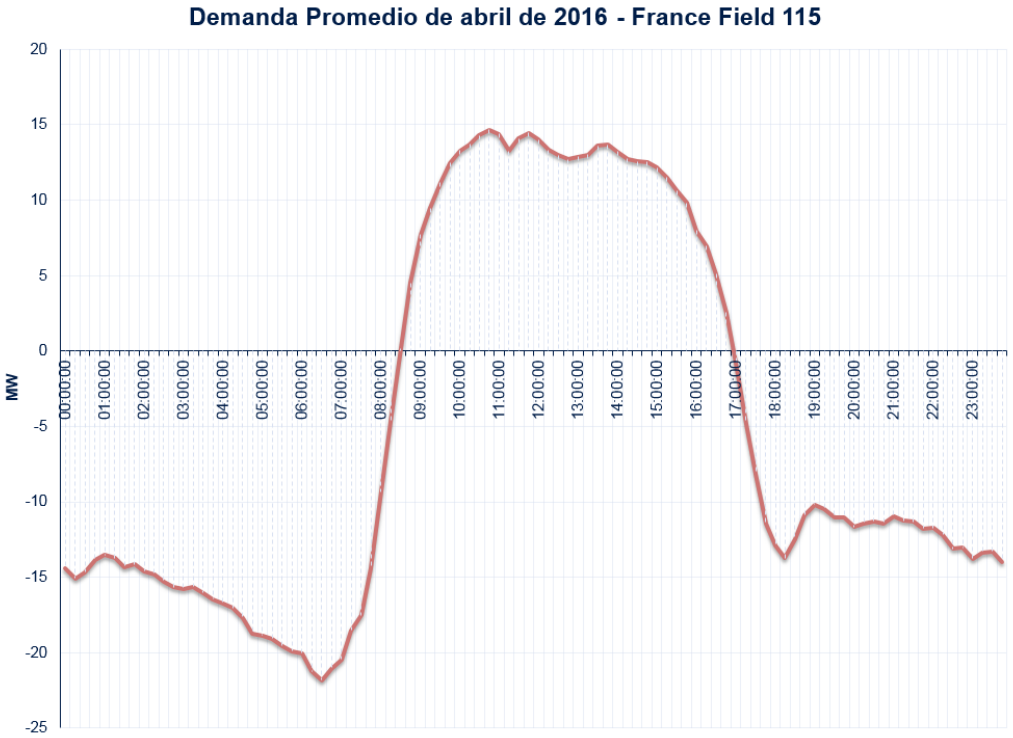


Gráfico 45: Curva Típica De Carga France Field 115

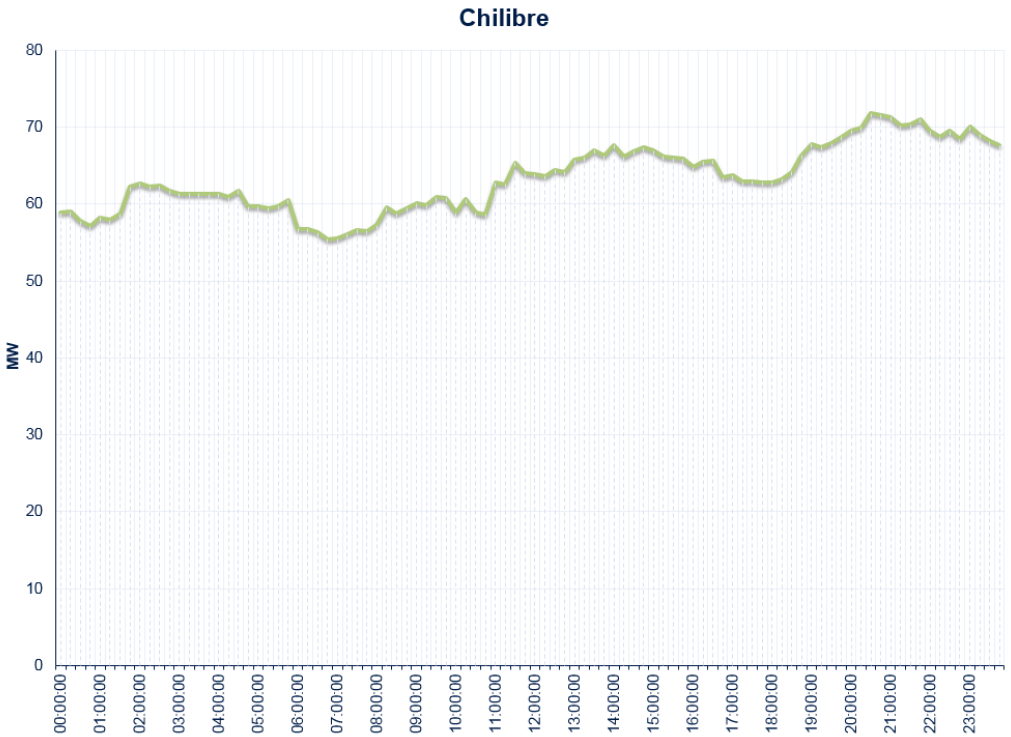


Gráfico 46: Curva Típica De Carga Chilibre

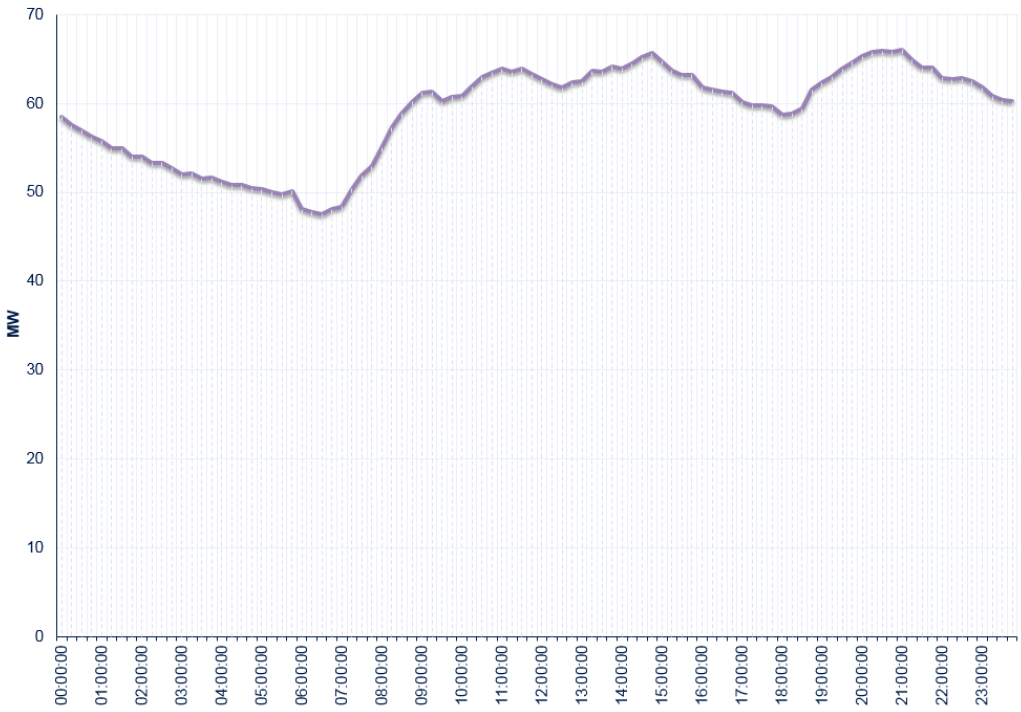


Gráfico 47: Curva Típica De Carga Tocumen

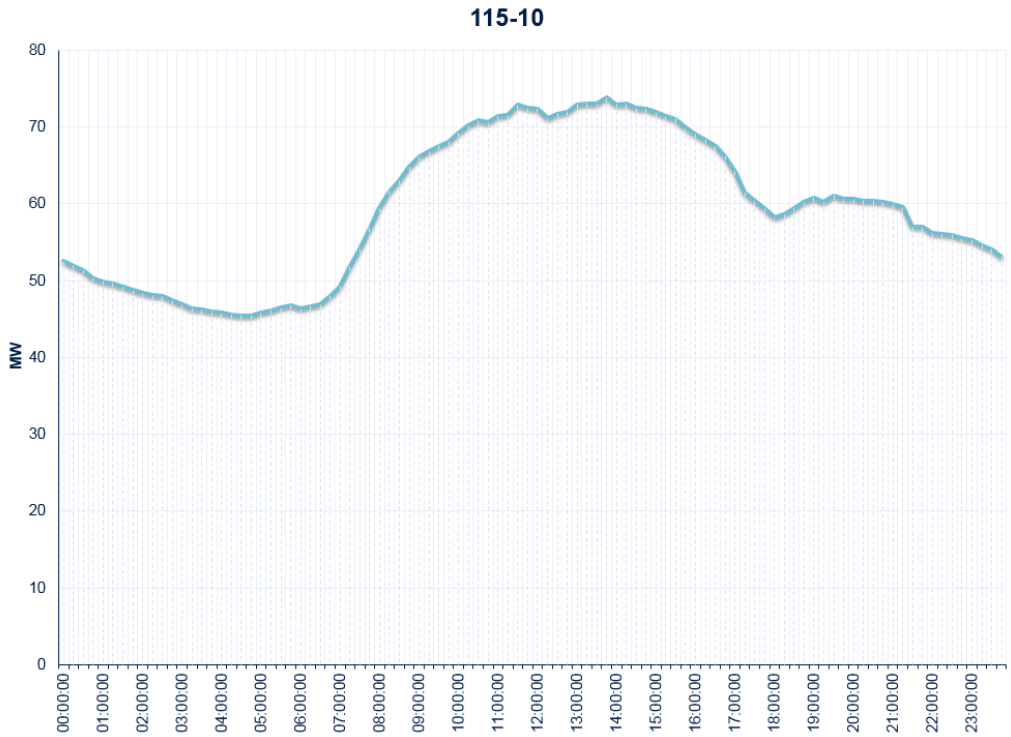


Gráfico 48: Curva Típica De Carga Línea 115-10

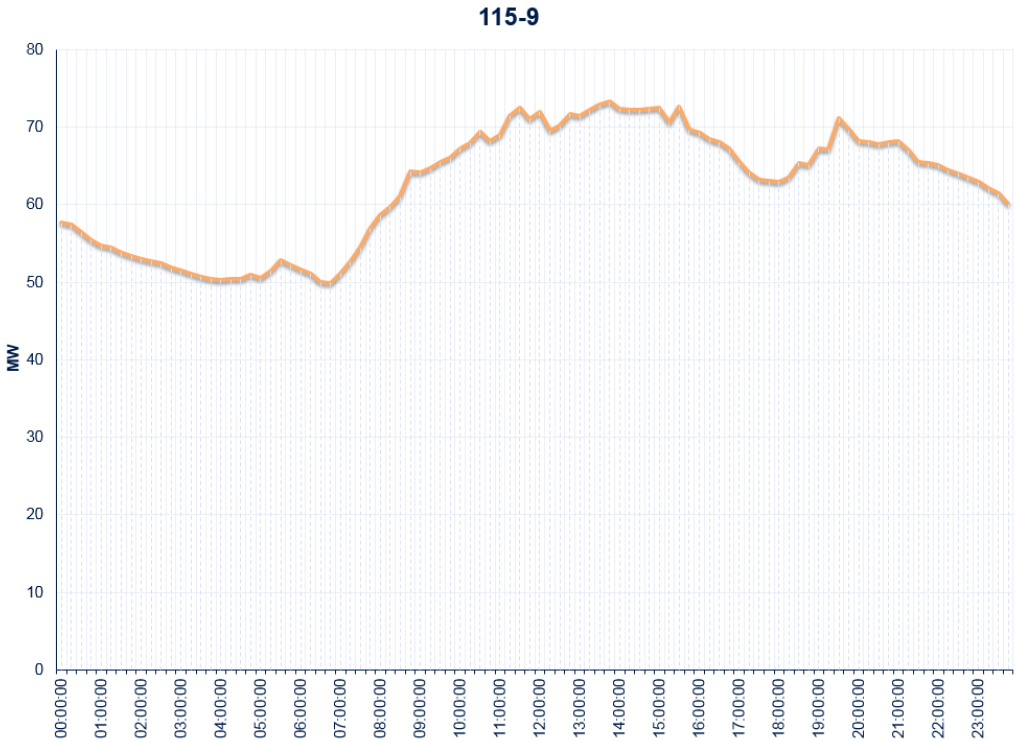


Gráfico 49: Curva Típica De Carga Línea 115-9

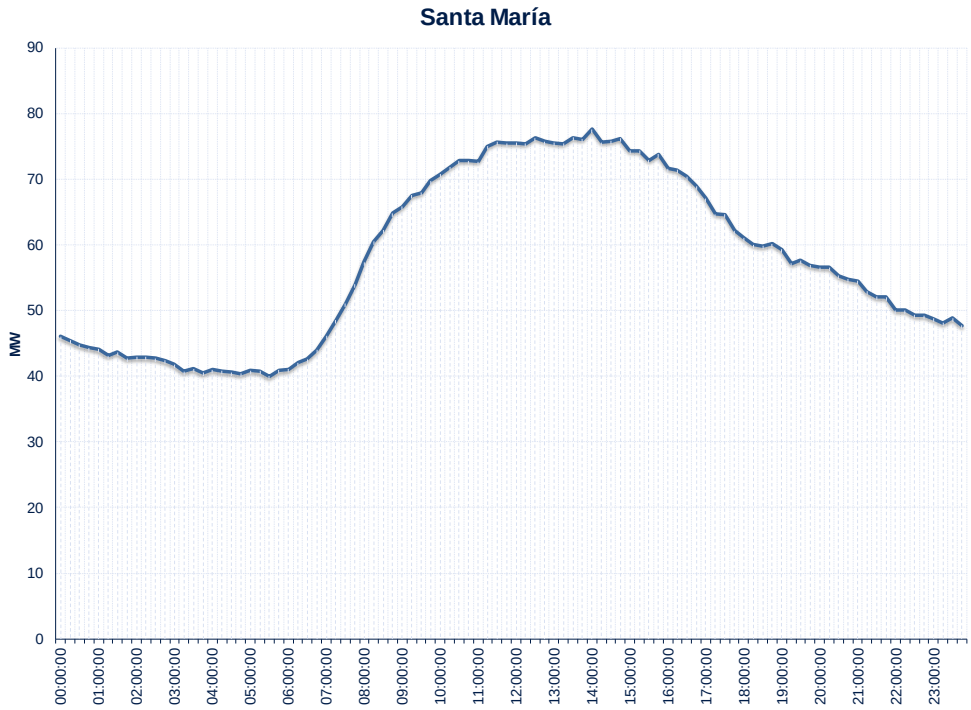


Gráfico 50: Curva Típica De Carga Santa María

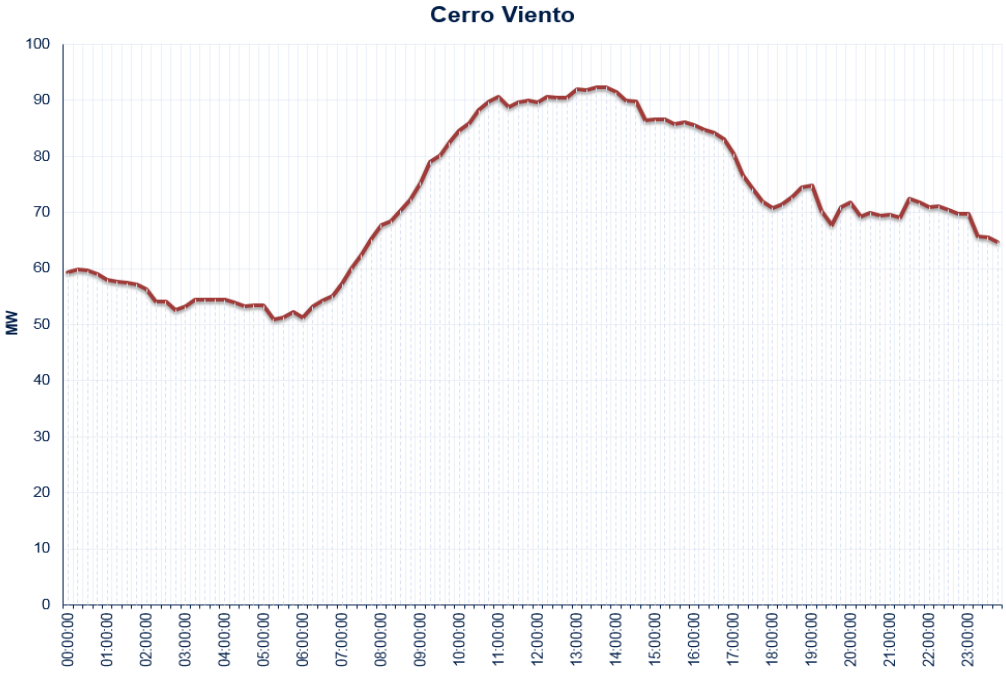


Gráfico 51: Curva Típica de Carga Cerro Viento

Gráfico 52: Curva Típica de Carga Geehan

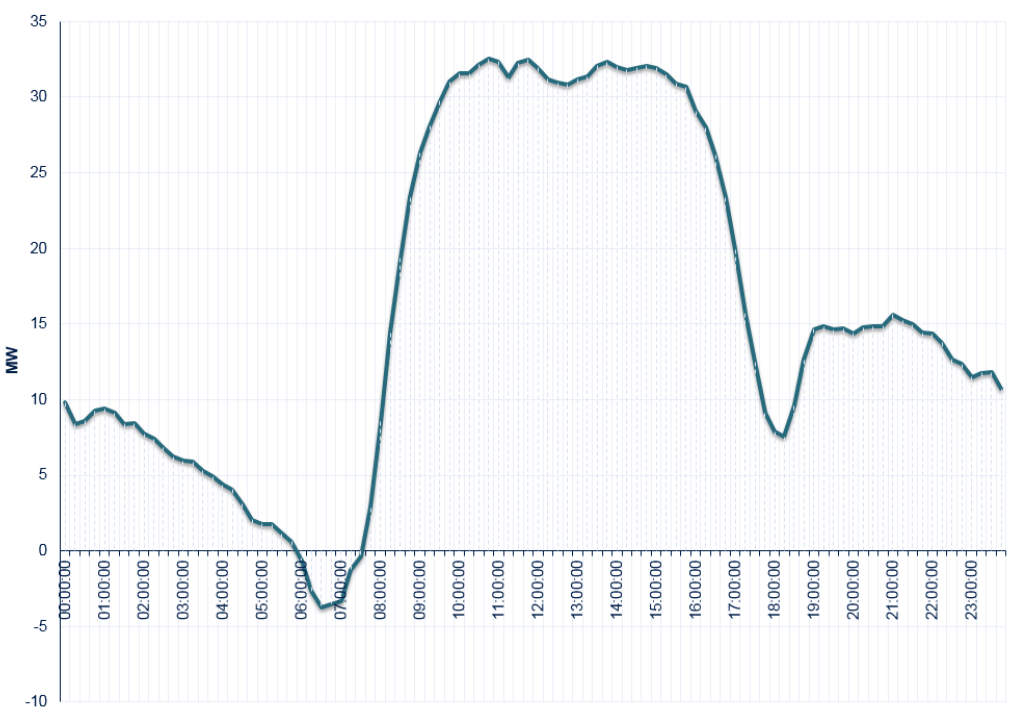


Gráfico 53: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza)

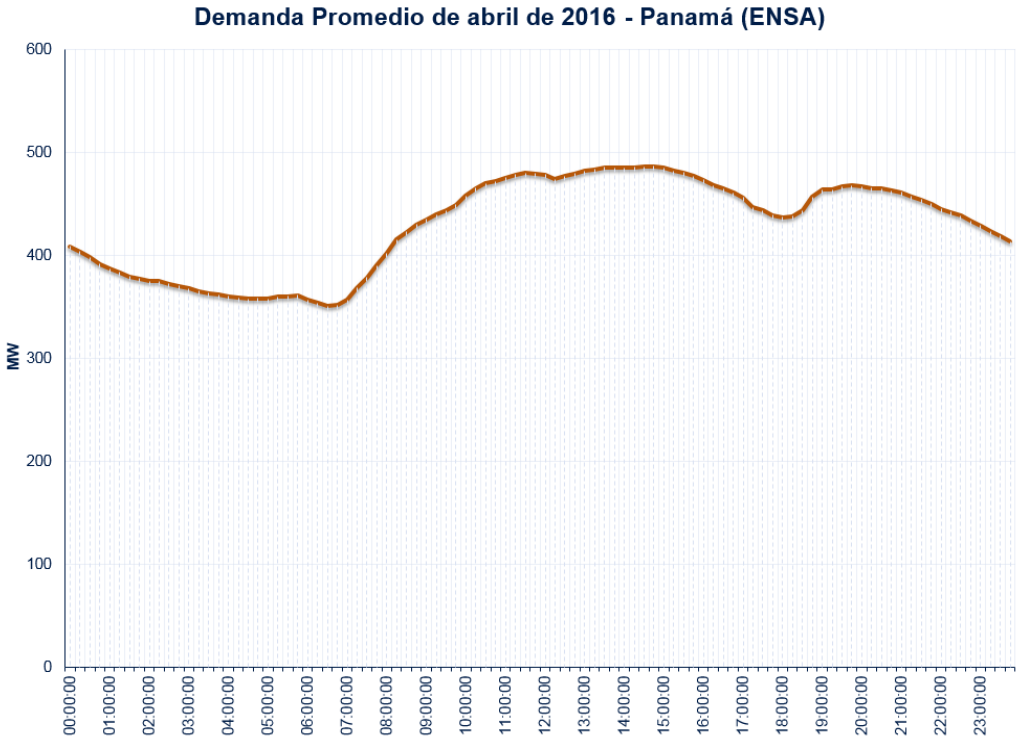


Gráfico 54: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre)

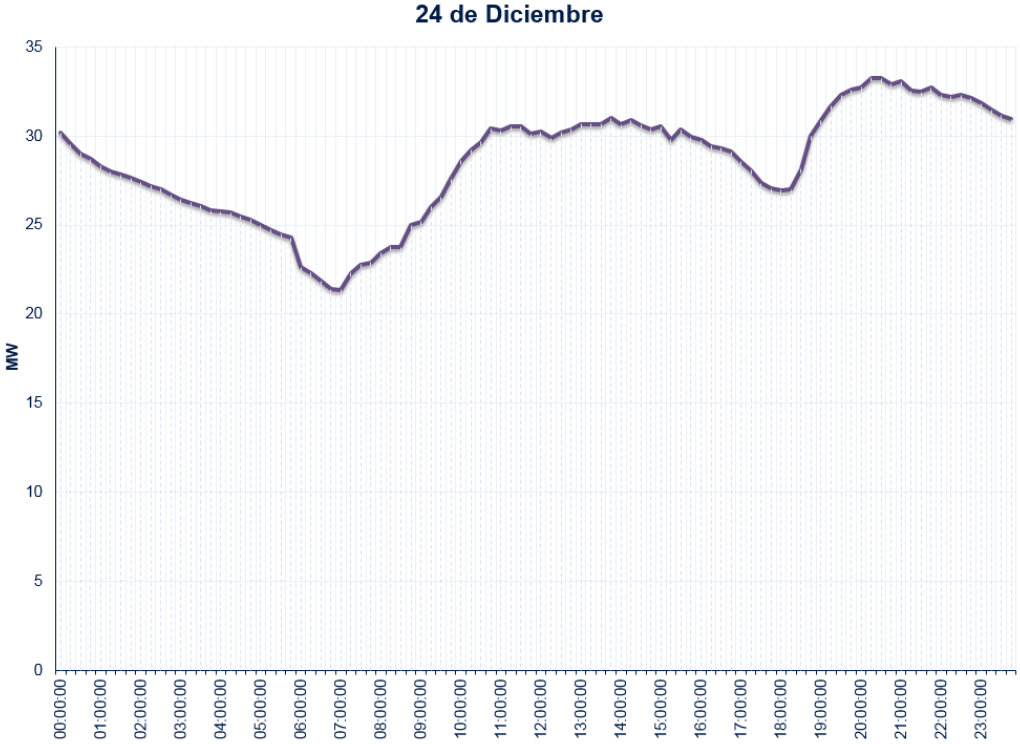


Gráfico 55: Curva Típica de Carga 24 de Diciembre

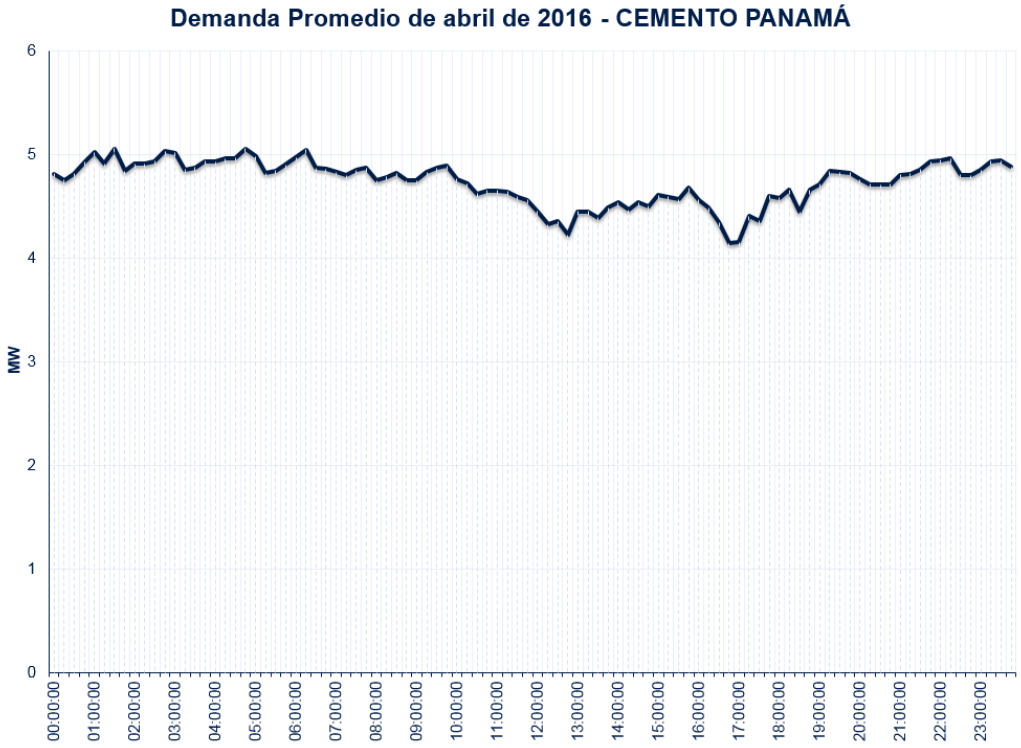


Gráfico 56: Curva Típica de Carga Cemento Panamá

CHANGUINOLA

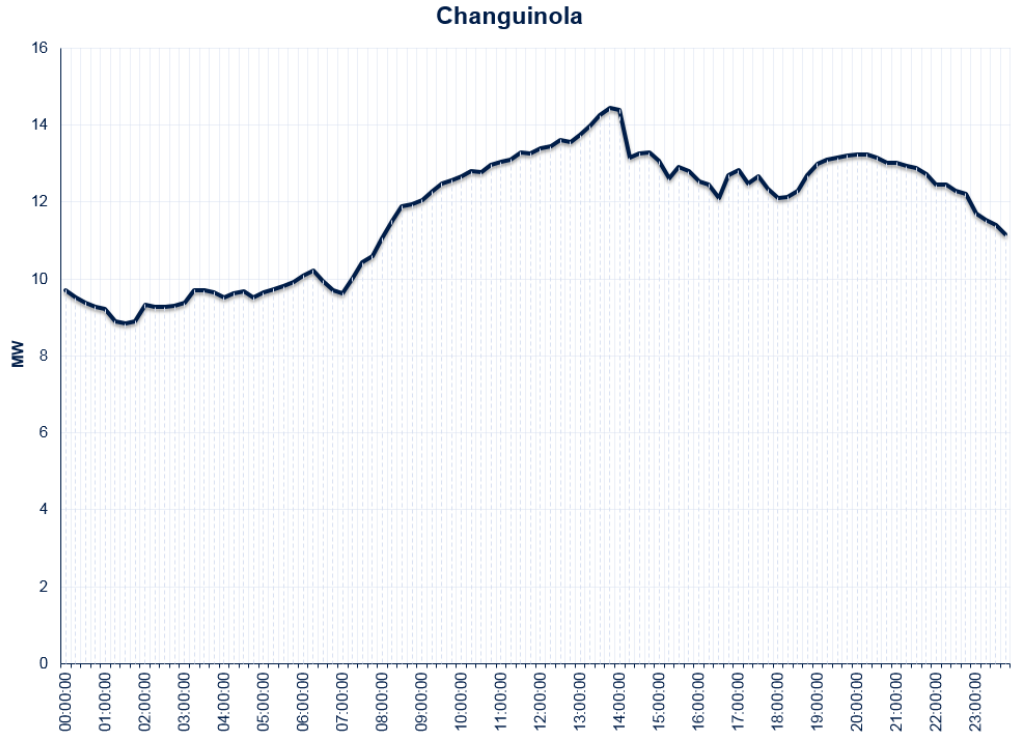


Gráfico 57: Curva Típica De Carga Changuinola

DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2017. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores[158], con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

[158] Notas: ENSA: nota -VI-075-2017 del 24 de marzo de 2017; Gas Natural Fenosa: nota CM-248-17 (EDEMET y EDECHI) del 20 de febrero de 2017.

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)												
PRONÓSTICO MEDIO		**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
TOTAL GENERACIÓN		**1,653.37**	**1,746.63**	**1,842.71**	**1,945.22**	**2,042.56**	**2,135.14**	**2,241.17**	**2,350.50**	**2,460.26**	**2,571.82**	**2,687.91**
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN		**123.90**	**149.69**	**184.74**	**212.12**	**250.41**	**285.98**	**329.38**	**374.84**	**411.18**	**448.01**	**484.53**
% DE PÉRDIDAS		**7.49%**	**8.57%**	**10.03%**	**10.90%**	**12.26%**	**13.39%**	**14.70%**	**15.95%**	**16.71%**	**17.42%**	**18.03%**
CARGA DEL SISTEMA (MW)		**1,529.47**	**1,596.94**	**1,657.97**	**1,733.09**	**1,792.15**	**1,849.15**	**1,911.79**	**1,975.66**	**2,049.07**	**2,123.81**	**2,203.39**
ENSA	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tocumen(Incluye Vipasa)	TOC	60.73	62.24	67.26	71.80	70.29	71.55	72.84	74.12	75.19	76.35	77.26
Cerro Viento	CVI	72.13	74.01	79.39	85.94	80.41	81.48	82.58	83.78	84.67	85.50	86.30
Santa María	SMA	77.71	82.83	86.41	90.91	93.38	95.31	96.65	98.08	99.56	101.17	102.97
Monte Oscuro	MOS	80.97	55.20	54.38	53.31	52.01	51.61	51.29	50.84	50.29	49.79	50.10
Tinajitas	TIN	57.26	59.50	61.76	64.08	55.26	56.03	55.43	56.07	56.68	57.26	57.79
Geehan	PAC	17.63	19.27	20.92	21.57	22.15	22.91	23.68	24.65	25.88	26.46	27.05
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	35.78	36.38	36.99	37.51	38.12	38.72	39.32	39.85	40.45	41.05	41.58
Calzada Larga	CLA13.8	7.97	8.40	8.82	9.24	9.67	10.09	10.51	10.93	11.36	11.78	12.20
France Field	FF13.8	62.19	65.29	67.84	59.03	61.97	63.61	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	L.M.13B	18.35	19.48	20.17	20.75	21.27	21.69	22.02	22.35	22.69	23.02	23.35
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	37.01	38.99	40.18	41.19	37.00	37.72	38.31	38.88	39.46	40.03	40.61
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	38.79	23.29	24.81	26.92	28.73	30.82	33.15	35.76	38.65	42.19	47.71
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	37.36	38.75	40.45	42.00	43.35	44.90	46.11	47.53	48.79	50.14	51.20
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		45.22	48.86	52.97	57.55	60.35	62.97	65.87	68.95	71.94	73.25
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					22.08	24.37	27.03	29.30	31.73	35.01	39.31
Nueva S/E Cativá	CAT513				11.06	11.36	11.69	11.97	12.29	12.63	12.88	13.18
TOTAL ENSA		603.87	628.87	658.25	688.30	704.58	722.84	740.09	758.28	778.90	801.78	827.24

Tabla 57: Desagregación por Barra (Parte 1)

EDEMET	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.19	139.44	146.27	152.69	159.29	164.96	171.80	178.65	186.69	194.45	202.58
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	9.88	10.27	10.77	11.24	11.73	12.14	12.65	13.15	13.74	14.32	14.91
El Higo	EHIG34	36.34	37.66	39.55	41.53	43.15	44.66	46.51	48.44	50.57	52.65	54.85
Chorrera	CHO34	80.31	58.95	61.80	64.24	66.70	68.38	70.78	73.05	76.06	78.73	81.50
San Francisco	SFR	121.26	122.00	124.95	130.53	136.16	140.90	146.69	152.47	159.34	165.92	172.81
Locería	LOC	114.08	108.54	111.00	115.92	120.88	124.97	130.05	135.08	141.13	146.88	152.90
Marañón	MAR	91.40	84.97	86.84	90.68	94.54	97.71	101.65	105.56	110.27	114.74	119.42
Centro Bancario	CBA	81.14	80.32	82.22	85.89	89.58	92.68	96.47	100.26	104.77	109.08	113.59
El Coco	ECO34	19.21	20.13	21.16	22.26	22.77	23.90	24.96	26.14	27.16	28.39	29.66
Nueva S/E Burunga	BUR34	40.00	42.00	44.10	46.31	48.62	51.05	53.60	56.28	59.10	62.05	65.16
Nueva S/E Bella Vista	BVI13		28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.20	10.20	10.21	10.61	11.13	11.62	12.12	12.56	13.08	13.60
Nueva S/E El Torno	TOR13		24.07	25.25	26.35	27.49	28.47	29.65	30.83	32.22	33.56	34.96
TOTAL EDEMET		727.81	766.55	793.49	828.72	863.94	894.99	932.18	969.57	1013.01	1055.21	1099.38

EDEMET (SERVICIO B)	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Miraflores	MIR44	23.65	24.58	25.78	26.91	28.07	29.07	30.28	31.49	32.90	34.27	35.70
Balboa	BAL44	15.50	15.52	16.13	16.92	17.66	18.43	19.08	19.87	20.67	21.60	22.49
Summit	SUM44	1.13	1.17	1.23	1.28	1.34	1.39	1.44	1.50	1.57	1.64	1.70
Gamboa	GAM2	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.35	1.41	1.47	1.53	1.60	1.66
Howard	HOW12	13.59	14.12	14.81	15.46	16.13	16.70	17.40	18.09	18.90	19.69	20.51
TOTAL SERVICIO B		54.96	56.54	59.15	61.83	64.52	66.95	69.62	72.42	75.58	78.79	82.08

EDECHI	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	13.37	14.05	14.83	15.57	16.30	17.07	17.89	18.71	19.67	20.61	21.60
Progreso 115 KV	PRO115	1.14	1.19	1.24	1.29	1.34	1.40	1.46	1.52	1.58	1.64	1.71
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	27.49	28.88	23.20	24.35	25.50	26.70	27.99	29.27	30.77	32.24	33.80
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.43	18.32	19.34	20.30	21.26	22.26	23.34	24.41	25.66	26.88	28.18
Cañazas (PTP)	CAN34	1.68	1.77	1.87	1.96	2.05	2.15	2.25	2.36	2.48	2.59	2.72
Isla Colon - Changuinola	CHA34	14.67	12.39	13.09	13.74	14.38	15.06	15.79	16.51	17.36	18.19	19.06
Boqueron III	BOQ34	19.43	20.42	21.56	22.64	23.70	24.82	26.02	27.21	28.60	29.97	31.41
Veladero	VEL34			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
TOTAL EDECHI		95.36	97.18	98.94	103.86	108.73	113.86	119.34	124.80	131.17	137.41	144.04

Tabla 58: Desagregación por Barra (PARTE 2)

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cemex	CEMEX	24.31	24.54	24.78	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23
Argos	CPA115	8.38	8.41	8.44	8.21	8.22	8.36	8.40	8.43	8.26	8.44	8.49
Super 99 (total)	S99	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
Contraloría	SFR	1.18	1.18	1.17	1.17	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.16	1.16
Gold Mills	LOC	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
AVIPAC	SMA	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemento Interoceánico	CHO34	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Embajada USA	CLA13.8	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
CSS	MAR	3.37	3.44	3.51	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
Vareal CIA	CVI	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Vareal FAB	LSA115	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
Minera Panama	BOT34	3.00	72.00	202.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		47.47	47.80	48.13	50.39	50.38	50.52	50.56	50.59	50.42	50.61	50.65
TOTAL Grandes Clientes Directos		32.69	32.96	33.22	35.44	35.45	35.60	35.63	35.66	35.49	35.68	35.73

Tabla 59: Desagregación por Barra (Parte 3)

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS
&
COSTOS DE TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Generalidades

El sistema de transmisión eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 1766 Km. en líneas de doble circuito y 337 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 155 Km. y para líneas de circuito sencillo de 151 km.

Tipos de Conductores

El crecimiento de la demanda, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

a. la selección de la configuración geométrica de las fases.
b. la determinación de los tipos de conductores a evaluar
c. el análisis del diámetro mínimo aceptable
d. el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la selección de la faja de calibres de los conductores.
e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV; el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de

Aluminio – 1200kcmil (24/13) [159], el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

En el Anexo Tomo I - 4 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos.

Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:

a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.
b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:

    d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.

    d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.

    d.3. La separación entre líneas en el tramo de

[159] Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado ¨Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV¨, en Octubre de 1997.

paralelismo.

d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.

d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.

d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.

d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.

d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

Aislamientos de las Líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230 KV y 115 KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.

b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de

líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.

c. Descargas atmosféricas (rayos): los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

Herrajes y Accesorios

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:

a. Tipo de aislador seleccionado
b. Calibre del conductor
c. Calibre del hilo de guarda
d. Resistencia Mecánica deseada
e. Los mantenimientos deseados
f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA, normalizó la utilización de los herrajes largos denominados ¨herrajes para el mantenimiento de línea en caliente¨, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

Hilo de Guarda

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la

línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo 0° como apropiado.
b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica.

SUBESTACIONES
Generalidades

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA consta de catorce (14) subestaciones, diez (10) de ellas transformadoras y cuatro (4) seccionadoras puras:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			**S/E Seccionadoras Puras**	
230/115/34.5 KV	**115/34.5 KV**	**230/115/13.8 KV**	**115 KV**	**230 KV**
Chorrera	Caldera	Panamá	Cáceres	Guaquitas
Llano Sánchez	Charco Azul **	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance				Cañazas
Progreso				El Higo
Changuinola				
Boquerón 3 *				
San Bartolo				

Tabla 60: Subestaciones de ETESA

Nota:

* Boquerón 3: 230/34.5 KV

** Charco Azul: 115/4.16 KV

A continuación se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación. Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

Configuración Barra Sencilla:

Es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergízación de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.

Configuración Barra Principal y de Transferencia:

Este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se puede mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para ¨amarrar¨ las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

Configuración Interruptor y Medio:

Es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aún cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual lo hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

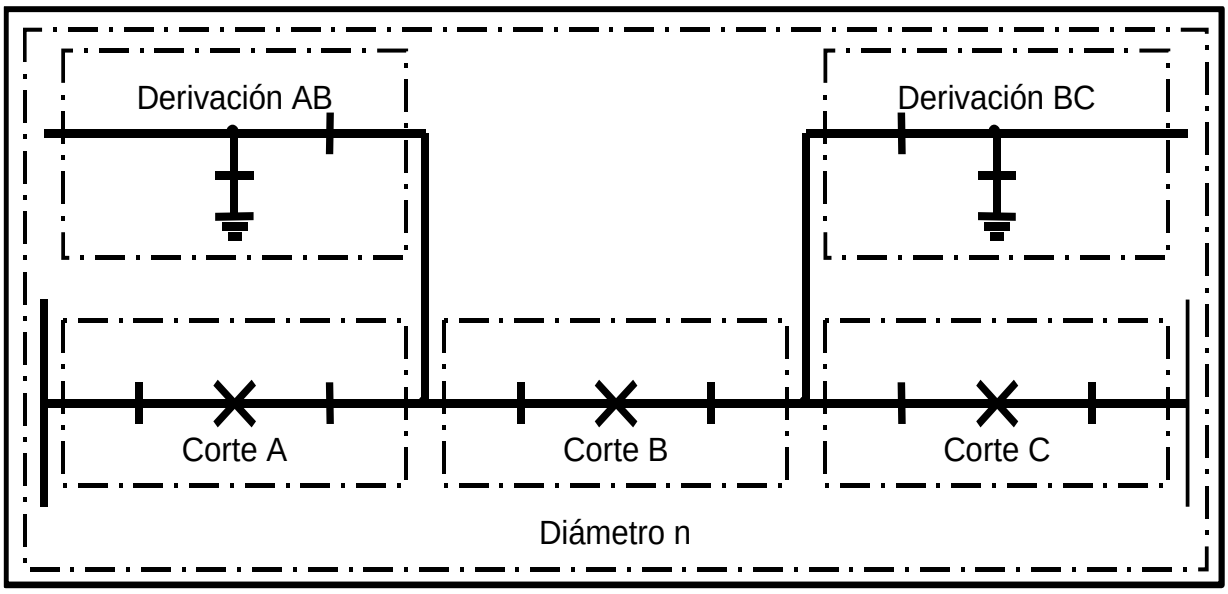


Gráfico 58: Configuración Interruptor y Medio

Tipos de Interruptores

Aun cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Ésta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
3. Facilidad de transporte
4. Menor tiempo de instalación
5. Más económicos
6. Requerimientos de mantenimientos menores

Adicionalmente, el hexafloruro de azufre cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF6 de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

Protecciones

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance Ratio) [160] , se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones

[160] SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo Tomo I - 4 de este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

Compensaciones

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras

se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.

COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN LÍNEAS

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

a. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panama (230kV)

b. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV)

c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV

d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV

e. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita)

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico
Mediante ¨Benchmarketing¨ se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).

b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la Tabla N° 2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos
Esta sección involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los

porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams, el aluminio en base a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B/.)
1	**Costo de Torres de Acero**	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	43.30
	Línea 750 ACAR 230 KV	40.78
	Línea 1200 ACAR 230 KV	54.37
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	57.74
	Línea 636 ACSR 230 KV	68.87
	Línea 750 ACAR 230 KV	54.37
	Línea 1200 ACAR 230 KV	72.50
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62
	Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	96.64
2	**Costo de Aisladores y Herrajes**	
	115 KV	4.08
	230 KV	7.14
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	**Costo de Conductores**	
	Conductor 636 ACSR	22.99
	Conductor 750 ACAR	23.98
	Conductor 1200 ACAR	29.08
	230 KV 2 cond. por fase	47.96
4	**Costo de Hilo de Guarda y Accesorios**	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	**Costo de Sistema de Puesta a Tierra**	
	115 KV	3.86
	230.00	5.09
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 61: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.)

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	22%	28%	28%	28%
Obras Civiles	26%	26%	32%	26%

Tabla 62: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla 63: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B/./km (Miles)	
Líneas	**Plan 2016**
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	176.60
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	219.66
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	250.90
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	280.27
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	185.88
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	279.78
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	222.07
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	333.36
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	474.25
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	351.73
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	217.20
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	288.00
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

Tabla 64: Costo Unitario de las líneas de transmisión

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

SUBESTACIONES

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
c. Otras Actividades del proyecto
d. Otros Costos asociados al Proyecto

Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado ¨benchmarketing¨, el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- CONTRATO GG-045-2013: Subestación San Bartolo 230/34.5 KV
- CONTRATO GG-020-2013: Bancos de Capacitores S/E Panamá II y S/E Panamá
- CONTRATO GG-018-2012: Ampliación de Subestaciones Santa Rita y Panamá II 115 KV
- CONTRATO GG-079-2012: Subestación El Higo 230 KV
- CONTRATO GG-017-2012: Equipos para la Conexión del Transformador T5 S/E Panamá
- CONTRATO GG-082-2011: Equipos para la Conexión de los Transformadores T3 de S/E Chorrera y S/E Llano Sánchez
- CONTRATO GG-065-2010: Reemplazo de Interruptores de 115 KV en Subestación Panamá

- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-003075: Ampliación Subestación Changuinola 230 KV y Ampliación Subestación Guasquitas 230 KV
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-000066: Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR)

S/E		
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Costo Unitario Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	65,250
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	8,940
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	11,733
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	2,000,000
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	3,200,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	162,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	164,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	20,760
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	14,000
16	Pararrayos 192 KV	6,500
17	Pararrayos 96 KV	4,400
18	CT 230 KV	19,000
19	CT 115 KV	11,000
20	PT 230 KV	14,000
21	PT 115 KV	11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	35,870
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,500,000
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,700,000
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	300,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	200,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorpora	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	50,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	7,400
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	9,000
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	1,468
37	PT 34.5KV	6,775
38	CT 34.5 KV	6,900

Tabla 65: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras[161]. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002[162] mostrados en la Tabla 66 para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Detalle	%
Sistema de puesta a tierra	5.00
Servicios auxiliares	12.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	70.00
Equipo de Comunicaciones	15.00
Cables, conductores, ductos, etc.	25.00

Nota: sobre total de los costos unitarios.

Tabla 66: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

[3] Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

[162] Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003[163] se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

Detalle	%
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Nota: sobre el total del suministro.

Tabla 67: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004 [164] se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	5.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

Tabla 68: Relación Porcentual de Otros Costos

[163] Costos referentes a montajes y obras civiles

[164] Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

Paso 3: Subtotal Suministros: El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

Paso 4: Total Costo Base: El Total del Costo Base se obtiene a al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3, de esta forma estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

Paso 5: Costo Total o VNR: El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4, de esta forma estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Costos Unitarios de Subestaciones B/.	
	Plan 2016
Adición 1 int. 115 KV	1,137,006
Adición 2 int. 115 KV	1,944,507
Adición 3 int. 115 KV	3,081,513
Adición 1 int. 230 KV	1,956,609
Adición 2 int. 230 KV	3,498,127
Adición 3 int. 230 KV	5,454,736

Tabla 69: Costo Unitario de Subestaciones

En el Anexo Tomo I - 4 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Respuesta a

Comentarios y Observaciones al

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

JUNIO- 2017

PANAMÁ

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tabla de Contenido

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA (NOTA VPPM-218-17) 4
RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP (NOTA DSAN NO. 1476-17) 11

RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE ENSA
PERTINENTES A LOS ESTUDIOS BÁSICOS
PESIN 2017- 2031

Indicadores Eléctricos

I. Como se explica desde la introducción de los Estudios Básicos, el Modelo desarrolla los pronósticos de energía eléctrica, por sectores de consumo, y totalizando el global de la demanda, entendiéndose por "demanda" el total de energía eléctrica requerida por el Sistema.

Energía Requerida =Consumo (Ventas totales) + Perdidas

Balance Energético es con la oferta del sistema para cubrir los requerimientos de electricidad demandados, en este caso

Energía Eléctrica Disponible = Producción Neta

La Potencia del sistema, en MW, o sea Demanda Máxima asociada a la energía eléctrica requerida, el Modelo utilizado por ETESA lo deriva por medio de la ecuación:

DM(MW) = Energía Requerida (GWh) x 1000/ 8760 h /FC

II. El comentario es aceptado. La DM en el año 2016, sin ACP es 1618 MW, dato que será corregido en la página 19 del informe. Aunque con la última inclusión de la información histórica del 2000 – 2016 de la energía consumida por ACP, se ajusta el Modelo al permitir utilizar el parámetro de Demanda Máxima del CND, sin deducción.

Mega Proyectos Estatales

III. La aseveración cuestionada en sus comentarios, ha sido mencionada desde las primeras referencias de este Proyecto. Como ejemplo, le indicamos una de las ultimas alusiones, la edición de La Prensa del 1 de febrero del 2016, en la sección Economía y Negocios, pág. 35A, sobre Transporte. En la que se resume la presentación del Ing. Roberto Roy, director general del Metro de Panamá, S.A., en el Foro Visión 2016, organizado por Martes Financiero, sobre "La actualización de la Red Maestra del Metro", al año 2040. Información

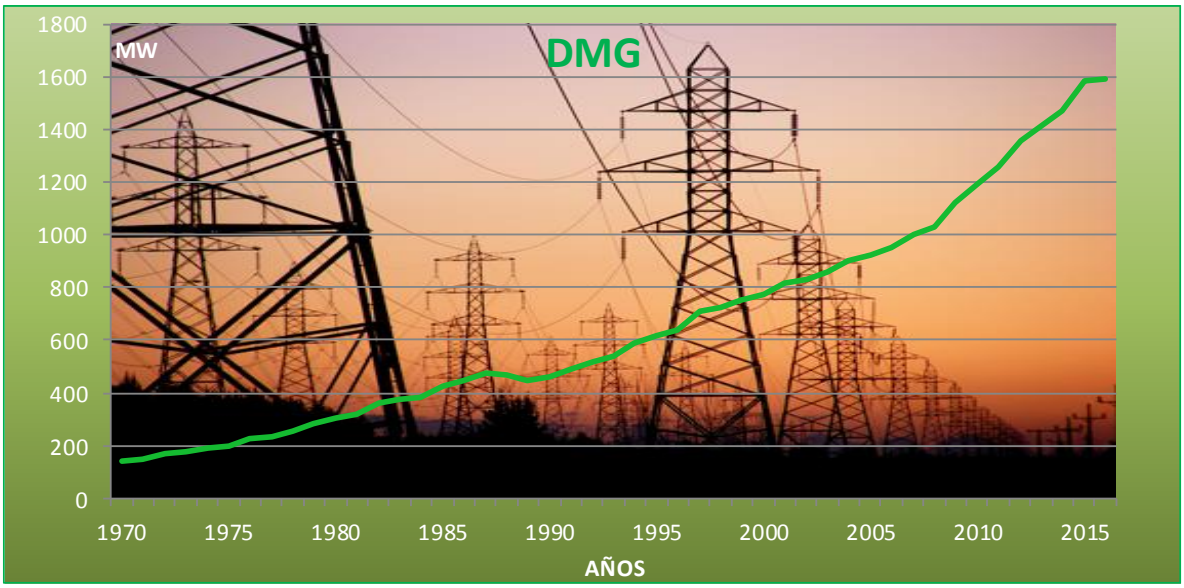
base para la proyección de la demanda de energía eléctrica, por este servicio de transporte masivo.

Con respecto a la Línea 3, la nota dice textualmente que el ing. Roy mencionó:
"El gobierno llegó a un acuerdo con Japón para que provea el financiamiento de la Línea y una donación para contratar al gerente del proyecto, a cambio de utilizar tecnología japonesa".

Gráficos

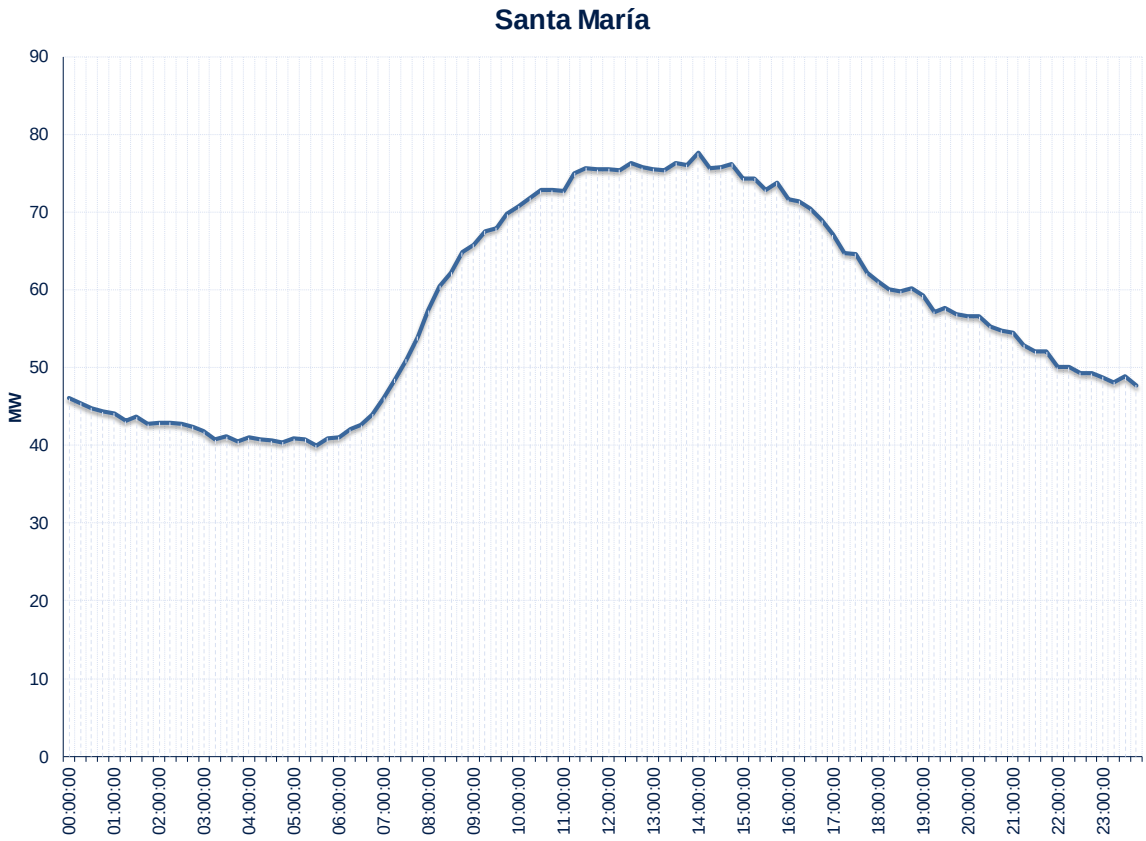
I. Pág. 63, Grafico 17

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior.



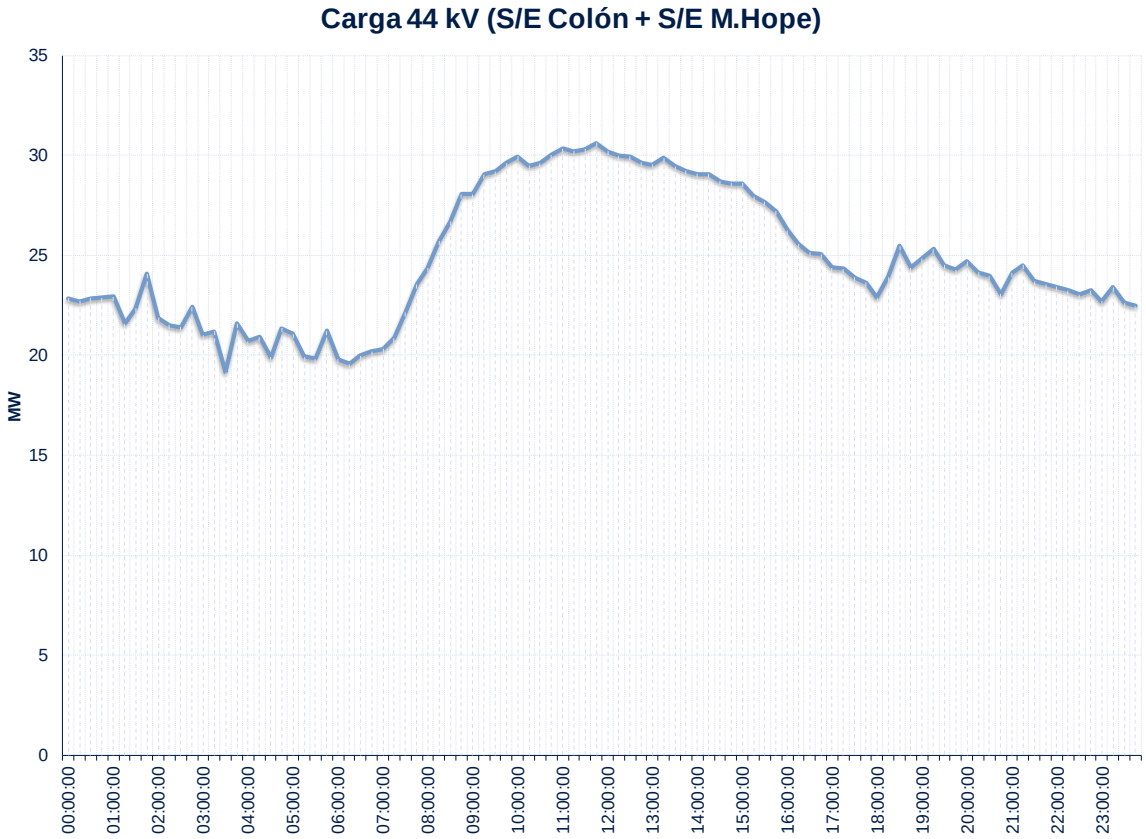
II. Pág. 185, Grafico 50

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior.



III. Pág. 182, Grafico 44

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior. Adicionalmente se modifica el título del grafico a "Carga 44 kV (S/E Colón + S/E M.Hope)"



TABLAS

I. Página 96.

La actualización de la data del consumo potencial del área de Darién, suministrada por ENSA, que sería servida por la nueva L/T 230 kV, resulta en una diferencia anual de aproximadamente 10 GWh, en toda la serie 2020 -2033, no cambia las conclusiones del Informe de demanda.
Aunque, esta menor carga del área de Darién, justifica aún menos el proyecto de Línea de interconexión Chepo-Metetí, en 230 kV, ante extraños al sistema eléctrico de Panamá.

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA ESCENARIO UNICO		
AÑO	GWh	Δ Anual %
2018	48.3	
2019	50.1	3.70%
2020	52.0	3.69%
2021	54.1	4.12%
2022	56.2	3.92%
2023	58.2	3.56%
2024	60.2	3.45%
2025	62.2	3.32%
2026	64.2	3.23%
2027	66.2	3.11%
2028	68.3	3.03%
2029	70.2	2.92%
2030	72.3	2.86%
2031	74.3	2.78%
2032	76.3	2.68%
2033	78.3	2.65%
TASA ANUAL		
2018-2025		3.68%
2026-2033		2.86%
2018-2033		3.27%
FUENTE: ENSA		

Cuando ETESA, hace mención *"es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio",* es con el fin de que se considere en el futuro inmediato, la demanda subyacente, o potencial que se presentara en el área ante la posibilidad de una oferta ampliada del servicio eléctrico.

La última revisión cronológica de la expansión de SIN hacia el Darién, se dio a finales del mes de abril del presente año, en la cual se estableció la continuación del proyecto, postergando su fecha de entrada del 2020 a junio del 2022.

El comentario con respecto a los datos estimados por los Estudios Básicos para el año 2016, de que los 10,205.4 GWh, están muy por encima de los datos reales, no es aceptado. Esto se verifica en el actualizado informe estadístico de SNE, con cifras reales compiladas de ventas y perdidas de energía para el año 2016, de 10,278 GWh. Este último global, incluye 77.2 GWh de los Sistemas Aislados.

Por otro lado, la tabla de consumo presentada por ENSA, no está completa, solo incluye las cifras de ENSA Y EDEMET, la información proviene documento Informe Indicativo de Demanda de las tablas de consumidores_ IDD_20172037_Adenda _2, emitido en enero del 2017 por el CND. Curiosamente, en la tabla presentada por ENSA, no se incluyen los consumos deducidos en esa Adenda de dos nuevos Grande Clientes, MIT y Cable Onda, por unos 49.2 GWh.

Adicionalmente, no se incluyeron en esa tabla presentada por ENSA, los consumos de EDECHI y de los Grandes Consumidores, cuyo consumo fue deducido los pronósticos de las Concesionarias de Distribución, desde el primer Informe Indicativo de Demanda 2017-2037, emitido en septiembre del 2016.

Adjunto Tabla consolidada de consumo de energía eléctrica, presentada en por las concesionarias distribuidoras, para el informe de septiembre del 2016.

Tabla #1
DATOS PARA EL INFORME INDICATIVO DE DEMANDA
PROYECCIONES - DATOS

PARTICIPANTE CONSUMIDOR: **CONSUMO GLOBAL (EDEMET, ENSA , EDECHI y GRANDES CLIENTES)**

PERIODO: **2017** **---** **2037**

		ENERGÍA (MWh)												
	Año	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**	**TOTAL**
AÑO 1	2017	837,420	771,228	864,514	858,778	864,133	832,736	875,265	868,466	833,014	865,547	812,496	891,207	**10,176,823**
AÑO 2	2018	879,745	808,679	904,498	902,004	902,739	869,831	915,215	907,843	871,171	905,636	849,089	933,676	**10,652,145**
AÑO 3	2019	919,699	846,872	946,214	941,657	948,107	913,477	959,454	951,630	911,481	948,275	886,886	978,981	**11,154,750**
AÑO 4	2020	960,484	900,513	989,359	985,773	993,403	955,404	998,829	993,408	951,486	989,079	925,180	1,023,557	**11,668,496**
AÑO 5	2021	1,007,875	926,454	1,038,400	1,034,206	1,039,415	997,965	1,044,973	1,038,133	995,053	1,034,044	968,828	1,067,163	**12,194,530**
AÑO 6	2022	1,051,567	967,252	1,083,785	1,078,453	1,084,278	1,043,502	1,094,949	1,087,098	1,041,819	1,083,186	1,014,511	1,118,307	**12,750,731**
AÑO 7	2023	1,100,216	1,011,826	1,133,634	1,128,400	1,134,339	1,091,416	1,144,921	1,136,827	1,089,304	1,132,688	1,060,453	1,169,977	**13,336,025**
AÑO 8	2024	1,147,429	1,076,519	1,182,699	1,176,884	1,183,978	1,138,893	1,194,125	1,185,887	1,136,019	1,181,324	1,105,712	1,220,622	**13,932,115**
AÑO 9	2025	1,200,553	1,103,937	1,237,866	1,231,725	1,238,958	1,191,483	1,248,798	1,240,471	1,188,358	1,235,632	1,156,728	1,276,876	**14,553,409**
AÑO 10	2026	1,254,727	1,153,884	1,293,949	1,287,223	1,294,362	1,244,755	1,305,188	1,296,208	1,241,801	1,291,255	1,208,972	1,334,014	**15,208,364**
AÑO 11	2027	1,310,768	1,205,504	1,351,968	1,344,658	1,352,231	1,300,780	1,364,234	1,354,774	1,297,801	1,349,623	1,263,476	1,394,553	**15,892,396**
AÑO 12	2028	1,367,927	1,283,091	1,411,108	1,403,370	1,411,336	1,357,515	1,423,641	1,413,823	1,354,262	1,408,395	1,318,382	1,455,509	**16,610,387**
AÑO 13	2029	1,431,484	1,316,477	1,476,970	1,468,625	1,477,043	1,420,682	1,489,733	1,479,522	1,417,120	1,473,797	1,379,591	1,523,197	**17,356,272**
AÑO 14	2030	1,496,414	1,376,167	1,544,238	1,535,313	1,544,036	1,485,096	1,557,307	1,546,644	1,481,378	1,540,653	1,442,196	1,592,362	**18,143,835**
AÑO 15	2031	1,564,513	1,438,826	1,614,761	1,605,191	1,614,257	1,552,680	1,628,311	1,617,112	1,548,821	1,610,856	1,507,899	1,664,968	**18,970,227**
AÑO 16	2032	1,633,591	1,532,102	1,686,298	1,676,107	1,685,617	1,621,346	1,700,420	1,688,715	1,617,315	1,682,165	1,574,578	1,738,845	**19,839,132**
AÑO 17	2033	1,710,900	1,573,464	1,766,364	1,755,460	1,765,415	1,698,120	1,780,852	1,768,627	1,693,798	1,761,744	1,649,054	1,821,186	**20,747,017**
AÑO 18	2034	1,790,373	1,646,557	1,848,665	1,837,049	1,847,465	1,777,040	1,863,657	1,850,870	1,772,487	1,843,652	1,725,694	1,905,977	**21,711,520**
AÑO 19	2035	1,873,597	1,723,104	1,934,861	1,922,488	1,933,371	1,859,676	1,950,377	1,936,989	1,854,898	1,929,425	1,805,954	1,994,754	**22,721,530**
AÑO 20	2036	1,958,308	1,836,462	2,022,586	2,009,460	2,020,847	1,943,809	2,038,736	2,024,725	1,938,838	2,016,800	1,887,683	2,085,236	**23,785,527**
AÑO 21	2037	2,053,250	1,888,371	2,120,913	2,106,908	2,118,838	2,038,110	2,137,611	2,122,939	2,032,830	2,114,613	1,979,218	2,186,453	**24,902,090**

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP (Nota DSAN No. 1476-17)

1. El documento “Definición de las Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional” dictados por la Secretaría Nacional de Energía para el PESIN 2017, y remitidos a ETESA mediante Nota No. SNE 011-17 fechada 6 de enero de 2017, indica en el numeral II Lineamientos Generales, Literal D lo siguiente:

> “D. Otros Lineamientos
>
> 1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todos los tipos de proyecto, tanto térmicos como renovables, de manera que, en primera instancia, se tenga seguridad de suministro, y luego que esta sea al menor costo posible; procurando:
>
> a. Considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
>
> b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.
>
> 2. Pronóstico de Precios de los Combustibles
>
> a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:
>
> - Un escenario de precios base en torno a los 53,50 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
>
> - Un escenario de precios altos en torno a los 64,20 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
>
> - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
>
> b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 53,50 y 64,20 US$/barril respectivamente más US$ 6,00/barril por transporte.

c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:

- Un escenario de precios base en torno a los 3,55 US$/$10^6$ BTU, más 5,75 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 4,26 US$/$10^6$ BTU, más 5,75 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios "Henry Hub".

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 49,89 US$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 59,87 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base	
- Crudo Brent publicados por Platts	53,50 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,30 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	53,13 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,03 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59,73 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	60,64 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	64,20 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10,01 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	62,56 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	94,83 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70,48 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	70,62 US$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE .

e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

"Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives."

En otras palabras, hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza."

Y tal como indica en dicho documento los escenarios de precios de combustibles indicados la SNE, fueron utilizados en la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Generación. Se incluye en el Anexo Tomo I – 5, las Políticas y Criterios presentados por le SNE.

2. Tabla 61 del Tomo I:

a) El costo del ítem "Torre de Acero", como lo indica su nombre, solo incluye el costo de la propia torre (acero). En un ítem separado se incluye el costo del conductor, que puede ser 750 ACAR, 1200 ACAR, 636 ACSR, etc. Concluimos que esto está claro al separar el costo total de la torre en varios ítems.

b) Aunque el ítem "Sistema de Puesta a Tierra" está compuesto por: varillas de acero 5/8 x 10 pies, conductor de acero recubierto de cobre 3No.6 AWG, grapas para varilla de tierra, grapa paralela y conector de tierra. Este conjunto de materiales tiene un costo ínfimo comparado con el resto de los materiales de la línea (conductor, torres de acero, aisladores, etc.) por lo que no se incluye este desglose. Los proponentes en las licitaciones para este ítem dan un monto total para

la línea completa, bajo un item “materiales para puesta a tierra”, que generalmente es menos de 1% del costo de los materiales totales de la línea.

c) Con respecto a la cantidad de torres por km, es bien sabido que la cantidad de torres de una línea depende mucho de la ruta, la topografía y los cambios de dirección de la misma, generalmente se trata de utilizar la mayor cantidad de torres de suspensión y de manera general, al hacer el cálculo final, la línea tendrá alrededor de 2.8 torres/km.

d) Todo lo anterior esta considerado en los costos estimados de las líneas, por lo que no hay variaciones con respecto a lo entregado.

e) Por error de edición no se reemplazó la tabla 61. Se actualizará esta tabla en la nueva versión a entregar el 30 de junio.

3. Los porcentajes utilizados para montajes y obras civiles son muy similares ya sea para torres de circuitos sencillos o doble, estos valores en porcentajes han sido utilizados desde hace varios años y somos de la opinión de que no debe existir mucha diferencia, ya que las obras civiles y montajes son muy similares en ambos casos. Como estos son porcentajes con base a la totalidad de los materiales, obviamente serán más bajos los costos para circuito sencillo, ya que tiene menos materiales. En los años recientes (desde hace más de 10 años) ETESA no ha construido líneas de circuito sencillo.

4. El conductor 2338 ACAR fue una vez considerado para una nueva línea de transmisión, aunque ya no lo es. Se eliminará esta tabla del anexo. Con respecto a los costos para la línea de 500 KV, estos son costos estimados, para la futura cuarta línea de transmisión, considerando costos referenciales, ajustados por costo de materiales, tales como acero, aluminio y otros.

RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE LA CONSULTORIA DE ASEP

BA ENERGY SOLUTIONS

24 DE FEBRERO DE 2017

ESTUDIOS BASICOS

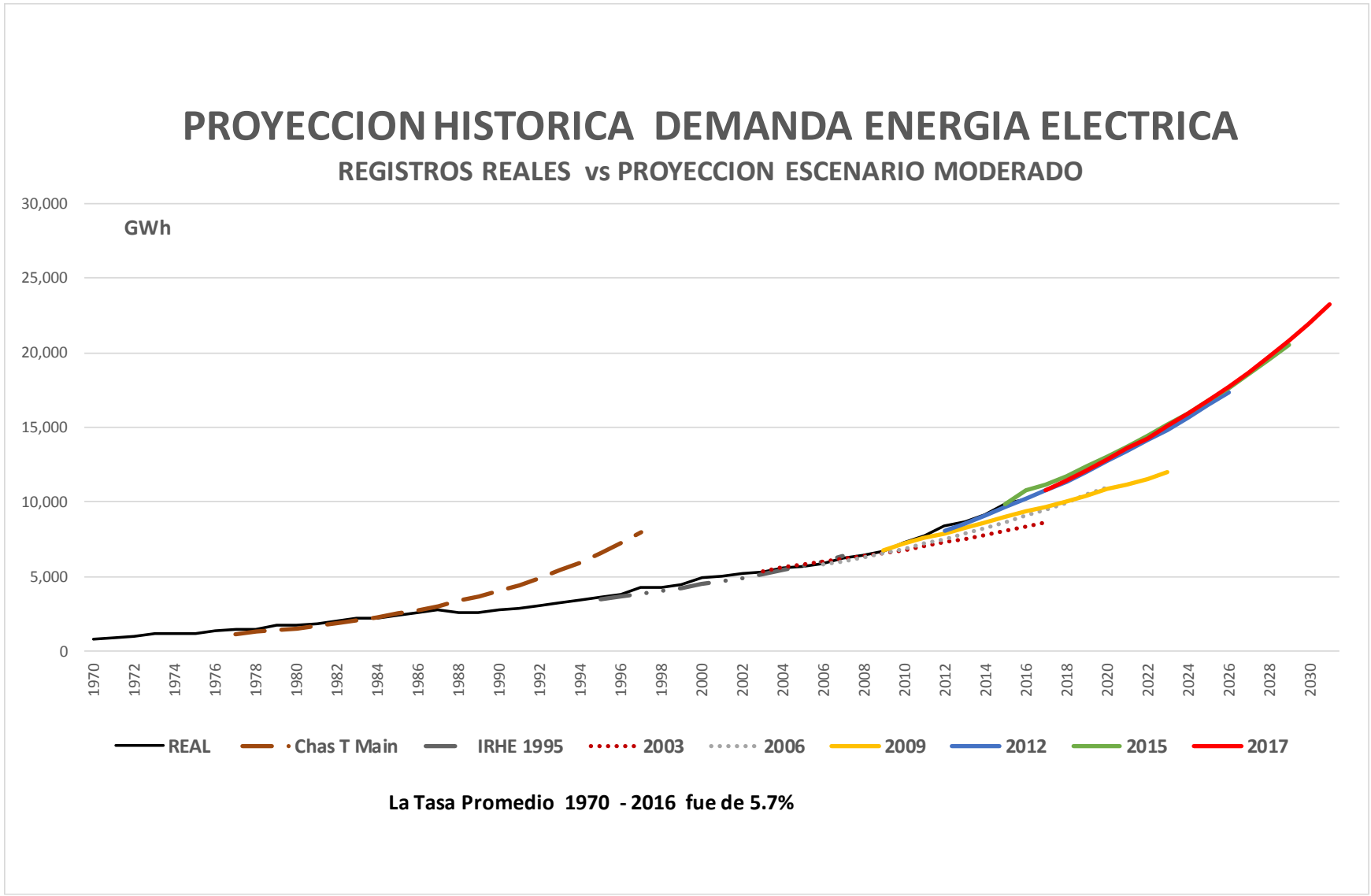
2.1 PROYECCCION DE DEMANDA

2.1.1 Observaciones Generales

- Como se ha tratado de explicar anteriormente, el Modelo de Pronósticos PREEICA se basa en principio de auto regresión de los datos históricos de ventas de los cuatro sectores básicos de consumo: residencial, comercial, industrial y oficial(Gobierno). A la fecha, son 46 observaciones anuales, que globalmente han representado el 80% del consumo anual del sistema eléctrico nacional.

  Las ecuaciones resultantes, que el Modelo desarrolló para pronosticar el consumo, están en función de varias variables explicativas, y de las ventas sectoriales del año anterior. En las ecuaciones, las ventas futuras de los sectores residencial y comercial, que representan por si solos el 65 % de las ventas globales, son directamente proporcionales en más de un 90% a las ventas del año anterior, de cada sector. Los sectores industrial y oficial son influenciados de la misma manera por las ventas del año anterior, aunque solo en un 60 y 75 %, respectivamente. Por otro lado, las otras variables explicativas de cada sector no muestran variaciones extremas, por lo cual el Modelo, presenta para estos sectores básicos un comportamiento creciente o sea una tendencia.

  Por consiguiente, los ensayos con escenarios optimistas y pesimistas, no muestran que los pronósticos resultantes, se afecten fuertemente por los posibles cambios en las variables explicativas. Fenómeno que fue observado por ETESA, hace un tiempo, por lo cual, se encuentra en el proceso final de contratar una consultoría, para que se desarrollen nuevos modelos de prospección, que ayuden a ETESA a precisar el futuro comportamiento del Consumo (GWh) y por ende derivar la Demanda Máxima (MW) del Sistema Interconectado Nacional.
- A partir del 2005, ETESA ha utilizado el Modelo PREEICA, el cual, a la fecha, es una regresión de 46 registros anuales. La tasa promedio de crecimiento de este periodo, 1970 -2016, fue de 5.7%. Los crecimientos de los periodos más recientes, tienen mayor efecto sobre la regresión, en donde las proyecciones se han ido ajustando a una tendencia fijada por los datos históricos recientes. Para respaldar esta información, se adjunta grafica siguiente.


PROYECCION HISTORICA DEMANDA ENERGIA ELECTRICA
REGISTROS REALES vs PROYECCION ESCENARIO MODERADO
GWh
30,000
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
1970
1972
1974
1976
1978
1980
1982
1984
1986
1988
1990
1992
1994
1996
1998
2000
2002
2004
2006
2008
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
2026
2028
2030
REAL
Chas T Main
IRHE 1995
2003
2006
2009
2012
2015
2017
La Tasa Promedio 1970 - 2016 fue de 5.7%

- Al igual que la demanda de energía, la potencia ha estado creciendo con tasas similares. Durante el periodo, 1970 -2016, la demanda máxima creció a 5.5%. Si analizamos por periodos vemos que el último periodo, 2010 -2015 la tasa es de 5.7%. Siendo, la que mayor efecto tiene en la proyección de la DMax.

CRECIMIENTO DEMANDA MAXIMA (MW)	
PERIODOS	**TASAS**
1970-1979	**8.3%**
1980-1989	**4.3%**
1990-2000	**5.3%**
2001-2009	**4.5%**
2010-2015	**5.7%**

Con respecto al factor de carga y la demanda máxima, la relación entre estos parámetros, en las proyecciones siempre han sido consideradas. Se analizaron los comportamientos mensuales y anuales de los últimos cinco años, observando un creciente aumento del factor de carga, tal es así, que en las últimas proyecciones del Modelo PREEICA, se debió de usar parámetros conservadores, para no afectar en demasía las proyecciones, dentro de un periodo de incertidumbre, como son quince años.

ESCENARIO

	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	2016
2017	72.5000	72.5000	72.5000	72.002141
2031	75.7650	76.1546	75.4000	
TASA	0.003151	0.003519	0.002805	
Incremento	4.50%	5.04%	4.00%	

2.12 Observaciones particulares

- Como explicamos en el aparte anterior, el Modelo en uso, es auto regresivo, teniendo como variable explicativa principal el último registro de consumo sectorial, la cual es preponderante en dentro de las ecuaciones del Modelo en un 80 %. Las otras variables explicativas que deben reflejar las diferencias en los escenarios altos y bajos, al ser tratadas con la mayor objetividad, no producen en el corto plazo cambios apreciables con respecto al escenario de referencia, el caso Moderado.

  Los altos crecimientos observados en el Corto Plazo, son efectos de seguimiento a al último crecimiento de 8.3 %, año 2015 consecuente con la entrada simultanea de grandes centros comerciales y en la instalación reciente de más hoteles y casinos, no solo en la capital sino a lo largo de país. Los registros del sector de consumo comercial, el más dinámico, ha estado creciendo a 7% anual. desde el año 2010. Como hemos mencionado anteriormente, los cambios en tasas de PIB altas o bajas, y las otras variables utilizadas en el Modelo, impactan en menor grado en los resultados de las proyecciones, que el valor de la variable retardada de consumo sectorial.

- Al igual, en el largo plazo no se reflejan variaciones significativas por las mismas razones expuestas, en el punto anterior.

- Aunque, en los últimos años, el uso eficiente y racional de la energía ha pasado a ser un elemento importante dentro de la planificación energética de los países, la ausencia de los mismos dentro del PESIN, se deben a las siguientes razones.

  En primer lugar, el Modelo en uso, no contemplo la identificación de una variable de eficiencia energética y/o ahorro energético. Aun así, ETESA incluyo en el PESIN 2009-2023, un escenario adicional, con una variante de Ahorro.

  En el año 2008 se desarrolló en Panamá, el programa “Sustitución de los Bombillos Incandescentes por Iluminación eficiente”, el cual consistía en eliminación de los bombillos de consumo de más de 75 Watts, por bombillos eficientes de consumos menores de 15 watts, por medio de la entrega gratuita de los últimos a los hogares y de la inmediata prohibición de entrada al país, para la venta de los bombillos incandescentes.
  La implementación del programa de ahorro y eficiencia, motivó a ETESA a incluir en el PESIN 2009, un escenario de ahorro que contemplaba, las metas

de la campaña. La meta principal, era la reducción de energía en el sector residencial, que en su estimado conservador era de 170 GWh en el 2009 y de 255.5 GWh en el 2010, en adelante. Pero en cambio los registros de consumo del sector residencial, del año 2009 con respecto al 2008, crecieron en 9.4%, en el 2010/2009 fue de 9.6%, mientras en el quinquenio anterior, 2003-2008, el consumo residencial estuvo creciendo a solo 4.2% anual.

Controversialmente los resultados esperados de la campaña de ahorro, no fueron de reducción del consumo sino por lo contrario, hubo crecimientos inesperados en el sector. Por lo cual ETESA, decidió no continuar con el escenario de reducción de consumo en el sector residencial, decisión que fue validada por los registros de consumo del periodo 2010 -2015, que tuvieron una tasa de crecimiento anual de 6.6%.

A la fecha, ETESA tiene conocimiento del Plan Energético Nacional 2015 – 2050, en que se identifican oportunidades, para el ahorro en el sector eléctrico, del lado de la demanda y no solo de la oferta. Sin embargo, para la aplicación de estas medidas de eficiencia, en los Estudios Básicos del PESIN, se requiere de la presentación de programas específicos con la identificación de los recursos e incentivos y metas cuantitativas a lograr, con la respectiva determinación de plazos de ejecución, que puedan sostenerse en el tiempo.

- Como una respuesta general a los validos cuestionamientos de la Consultoría, sobre las proyecciones de la demanda eléctrica, se les informa, que aunque el Modelo de proyección vigente ha cumplido aceptablemente, como muestran los últimos registros de consumo. Pero, ETESA es consciente de las falencias actuales del Modelo en uso y del cambio en los consumos de energía y potencia.

  Por lo cual, ya se realizó el acto de licitación de una consultoría específica para el desarrollo de un nuevo modelo de demanda, en que se consideren los aspectos tratados. A la fecha, la licitación de consultoría para el desarrollo de un nuevo Modelo de Proyección de la Demanda Eléctrica del SIN, se encuentra en el proceso de perfeccionamiento del contrato de adjudicación.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 1

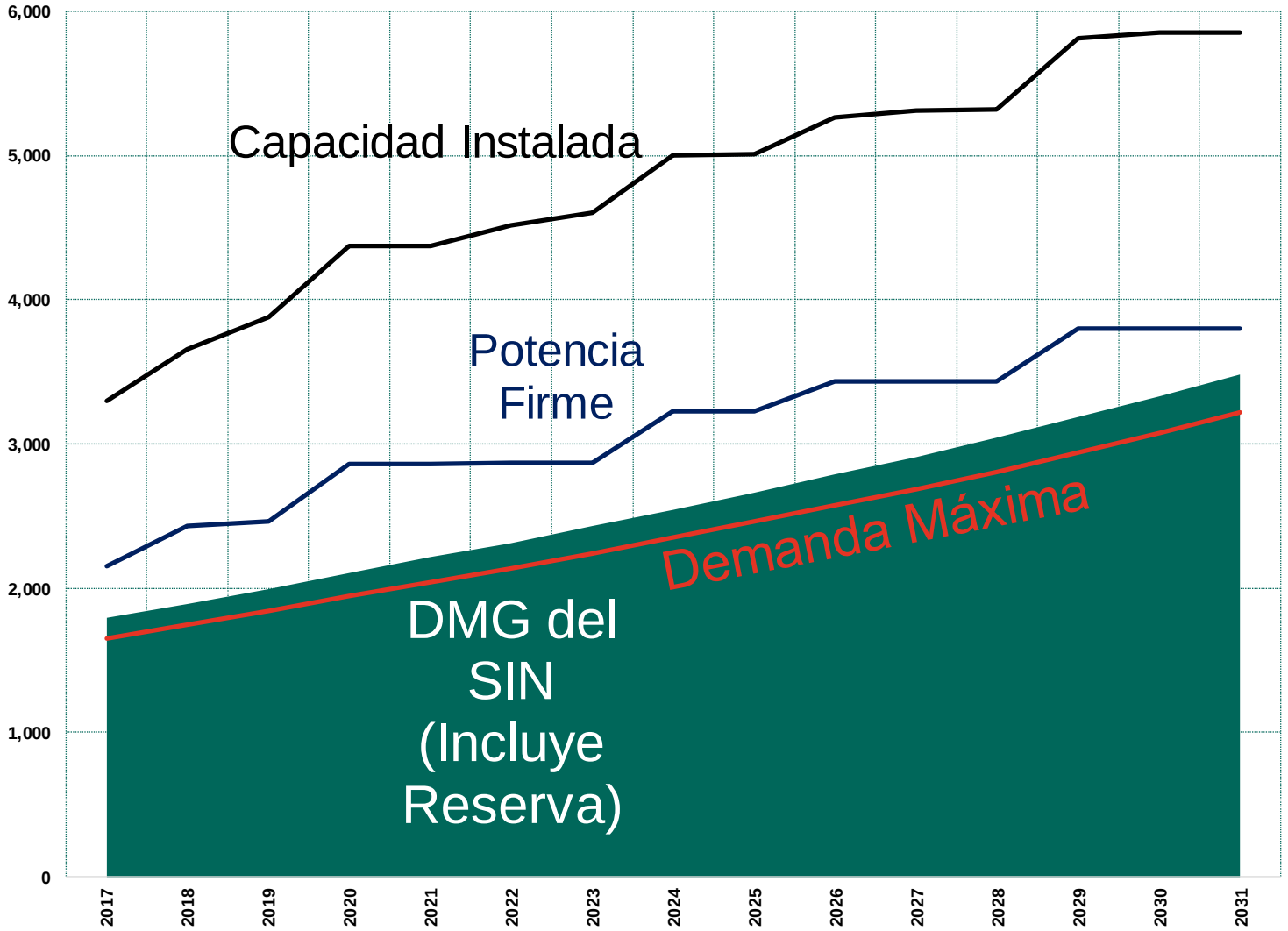
Salidas del Escenario Referencia:

Escenario Tendencial considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Gráfico N° A1.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Referencia



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	209.6	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.776	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	Estí	120	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.2	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Alternegy, S.A.	Lorena	33.78	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.02	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bontex, S.A.	Gualaca	25.6	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.76	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556
Electron Investment	Monte Lirio	53.73	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	5.14	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.496	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.49	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	20	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	12.57	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	3.5	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.3	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.7	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	5.36	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.9	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.8	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.1	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.752	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.3	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.9	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.9	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	6.33	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	9.381	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.3	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	8.2	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.59	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Hidroeléctrico		**1720.354**	**1080.9743**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**	**1080.974**

Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia (Continuación)

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Alternegy, S.A.	Cativa	87	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	36.67	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	36.67																
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	36.67																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	56.14																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	34	33.38	33.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	33	33.22	33.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	33	33.22	33.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Ciclo	158*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	50	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85
Pan Am Generating Ltd	Panam	96	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00
Pedregal Power Company	Pacora	55.344	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	15.48	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	34.92	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	9	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	18	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G8	18	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	40.806	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	40.806	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	72	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00
Jinro Corporation	Jinro Power	57.8	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	55	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	9.8	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	27.5	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	49.5	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT PM1360	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	8.151	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66
Total Termoeléctrico		**1155.507**	**1066.61**	**1066.61**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	52.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	32.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	62.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Eólico		**270**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	2.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	9.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	9.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HidroIberica, S.A.	El Fraile Solar	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Azucarera Nacional	Cocle Solar	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Central Fotovoltaica Bugaba	2.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	Miraflores Coclé	8.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	9.522	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	8.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá,	Generadora Solar Caldera	4.9062	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá,	Sol de David	7.6284	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Solar		**69.0066**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Renovable		**339.0066**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Existente		**3214.8676**	**2147.5843**	**2147.584**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**	**2047.764**

Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.58	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.57	2.54		2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	32.9	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.8	2.30			2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10	1.28													1.28	1.28	1.28
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.643	2.55							2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.3	22.31				22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	0.17				0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	1.94			1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10	3.00						3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94	180.89										180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95	12.95										12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	5.64														5.64	5.64
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1																
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	9	2.70															
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	6.45	1.94															
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	7.61	2.24											2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.2	1.03											1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	8.51										8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.8	0.78															
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1	0.13											0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5	4.00															
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Und 3	1.35	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.11	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		485.353	**285.36**	**3.35**	**5.888**	**35.258**	**57.74**	**57.74**	**60.74**	**63.29**	**63.29**	**63.29**	**265.638**	**269.025**	**269.025**	**270.305**	**275.945**	**275.945**

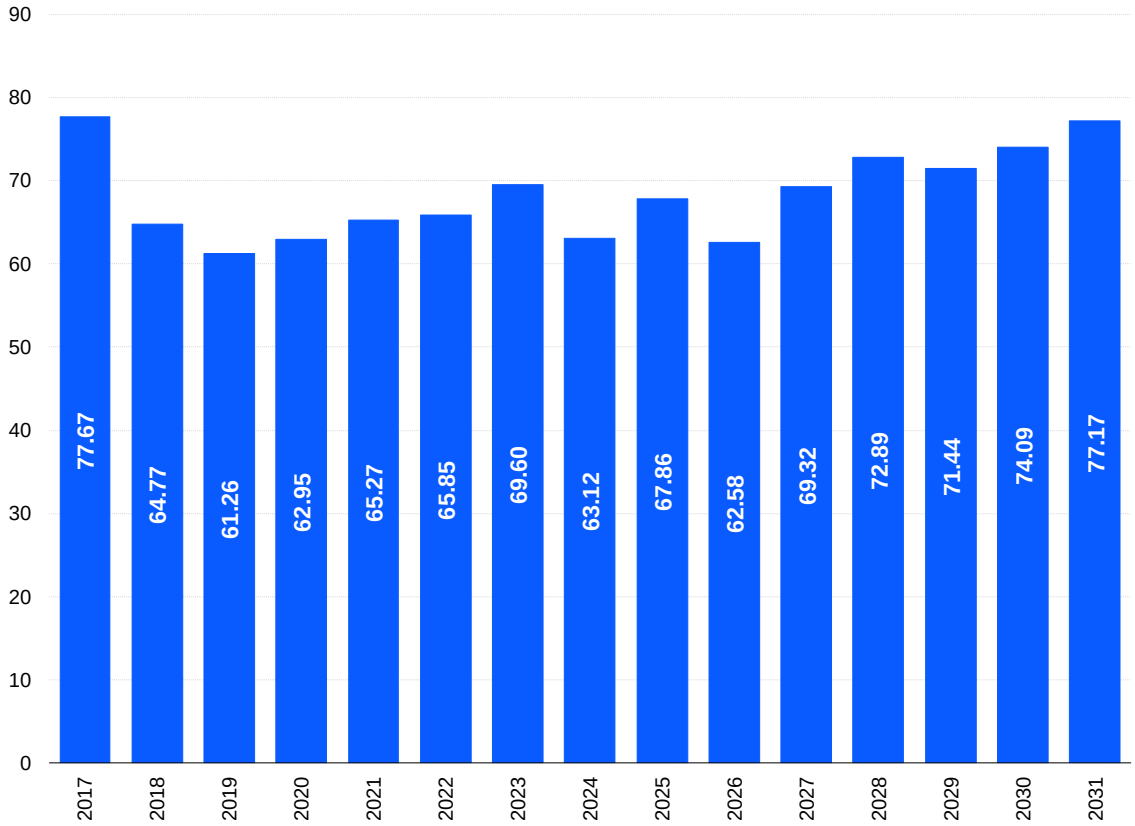
Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	44.33	37.68		37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	381	342.90		342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	420	378.00				378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300*	0.00															
	CC CNL	400	360.00								360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00	360.00
	CC CNL B	400	360.00													360.00	360.00	360.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100	85.00															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100	85.00															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150	127.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150	127.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250	212.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250	212.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250	212.50															
		3095.33	**2711.0805**	**0**	**380.5805**	**380.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**1118.581**	**1118.581**	**1118.581**	**1118.581**	**1118.581**	**1478.581**	**1478.581**	**1478.581**

Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Gr	Vista Alegre	8.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Gree	Milton Solar	10.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Gree	Sol Real	10.7778	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PSZ1, S.A.	El Espinal	8.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá,	Estrella Solar	4.79	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 01	8	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 02	40	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Don Félix Etapa 2	7.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 04	9	0.00															
	Solar Zona Coclé 05	9	0.00															
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.9	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 07	10	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 01	10	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 02	30	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 08	9.95	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 01	3	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 02	4	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 09	5	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 10	10	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 04	10	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 05	10	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 06	10	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 07	10	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 08	19.89	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 09	19.89	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 10	19.89	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 11	130	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 12	10	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 03	10	0.00											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 12	9.99	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 13	9.9	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 13	19.8	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 14	9.9	0.00												0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 15	19.8	0.00														0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 16	19.8	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 17	19.99	0.00															
	Solar Zona Coclé 14	10	0.00															
	Solar Zona Coclé 15	10	0.00															
	Solar Zona Coclé 16	20	0.00															
	Solar Zona Coclé 17	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 18	20	0.00															
	Solar Zona Coclé 19	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 20	9.96	0.00															
	Solar Zona Coclé 21	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 22	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 23	5	0.00															
	Solar Zona Coclé 24	10	0.00															
	Solar Zona Coclé 25	30	0.00															
		787.8578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Penonome III	69	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Toabré Etapa 1	102	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Coclé 01	123	0.00															
	Eólico Zona Coclé 02	105	0.00															
	Eólico Zona Coclé 03	74	0.00															
	Eólico Zona Panamá 01	32	0.00															
	Eólico Zona Panamá 02	136	0.00															
	Eólico Zona Veraguas 01	104.4	0.00															
	Eólico Zona Chiriquí 01	19.8	0.00															
	Eólico Zona Veraguas 02	111.6	0.00															
	Eólico Zona Veraguas 03	115.2	0.00															
	Eólico Zona Coclé 04	80	0.00													0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Chiriquí 02	25	0.00											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		1097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CUADRO N° A1.2: Costos Marginales del Escenario Referencia



Costo Marginal de Demanda $/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2017	86.89	89.49	89.98	90.81	85.58	80.18	76.82	73.19	70.65	67.69	63.12	57.60	77.67
2018	83.99	84.89	89.85	99.71	80.26	62.88	52.74	47.89	46.42	45.51	41.87	41.23	64.77
2019	56.55	60.07	69.46	85.09	79.83	65.06	59.45	54.69	52.98	51.16	49.98	50.85	61.26
2020	67.38	69.62	69.53	75.87	73.09	66.52	63.53	61.38	58.27	52.58	48.54	49.07	62.95
2021	63.11	68.51	74.92	81.68	75.41	68.65	64.85	61.85	57.82	56.50	53.75	56.24	65.27
2022	61.63	64.86	75.58	91.04	76.92	69.66	66.80	59.67	57.74	55.12	54.64	56.55	65.85
2023	67.53	69.89	80.97	95.32	84.43	70.28	69.83	67.15	64.92	59.34	51.92	53.60	69.60
2024	64.47	65.79	71.71	73.80	72.20	66.53	63.17	61.52	59.38	55.58	50.94	52.41	63.12
2025	67.85	72.00	78.39	86.34	77.16	71.63	70.57	65.04	62.39	59.71	53.09	50.18	67.86
2026	61.35	68.94	71.80	76.99	71.82	66.76	62.65	58.49	56.68	53.20	48.44	53.86	62.58
2027	74.23	78.73	78.88	81.58	79.74	75.37	71.01	68.40	65.14	58.58	49.23	51.00	69.32
2028	74.64	81.09	80.54	79.40	73.64	74.85	72.70	72.00	68.80	67.73	63.39	65.87	72.89
2029	70.20	71.24	78.68	84.55	76.97	72.91	71.71	67.60	66.86	65.09	65.61	65.89	71.44
2030	78.08	79.58	82.41	83.93	77.41	71.19	72.33	73.25	72.29	68.52	64.60	65.43	74.09
2031	76.49	78.59	81.69	85.12	82.82	80.69	77.81	77.06	76.88	73.75	68.13	66.96	77.17

CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Escenario Referencia

Planta	Informe Final de Generación														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
6-Algarrob-H	45.49	47.10	49.87	49.46	50.12	49.27	49.96	48.77	49.16	49.16	48.65	48.99	48.86	55.40	57.65
6-B.MinaG3-H	4.80	4.80	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79
6-B.Toro-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	951.47	841.33	874.55	836.92	960.83	973.99
6-B.Totuma-H	22.82	25.30	24.18	24.26	24.92	24.88	25.33	24.27	24.07	24.35	24.72	24.06	24.41	26.35	27.19
6-BaitunG3-H	10.87	10.89	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.87	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88
6-Baitun-H	393.27	401.90	400.69	400.69	401.43	398.04	401.71	402.58	399.49	394.82	399.15	400.08	396.71	414.61	417.05
6-BajoMina-H	253.48	258.96	256.02	256.58	256.86	254.77	257.10	257.49	255.51	252.65	255.20	255.64	253.98	266.28	268.08
6-Barriles-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.09	5.06	5.05	5.05	5.62
6-Bayano-H	480.47	637.95	636.50	580.45	593.63	632.76	634.10	647.36	647.64	626.44	626.45	626.41	630.24	614.28	682.43
6-BBlancG3-H	15.56	15.19	15.25	15.25	15.25	15.24	15.25	15.24	15.25	15.25	15.25	15.25	15.24	15.25	15.25
6-BBlanco-H	125.78	123.08	121.99	120.09	117.73	121.36	121.03	120.04	118.45	119.14	118.84	118.98	118.81	128.00	131.89
6-Bonyic-H	144.56	150.09	145.35	147.65	149.38	147.64	148.76	146.96	146.60	143.59	146.63	145.62	149.21	157.39	161.87
6-BToroG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.85	48.88	48.88	48.88	48.88	48.83
6-Bugaba-H	18.43	18.38	18.35	18.23	18.22	18.48	18.26	18.36	18.00	17.98	18.37	18.24	18.16	19.84	20.60
6-BugabaII-H	35.31	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.10	36.11	36.11	36.11	36.11
6-Burica-H	0.00	0.00	0.00	285.23	285.96	285.67	291.22	286.51	282.09	287.51	286.14	286.21	276.50	307.27	318.36
6-C.Blanca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-ChanI-H	993.42	912.40	930.86	907.20	893.65	909.90	923.39	920.29	839.89	965.61	889.70	926.69	903.33	1094.73	1113.77
6-Chuspa-H	0.00	0.00	45.71	45.34	45.20	46.32	45.33	46.04	46.69	45.71	46.08	46.17	45.09	49.86	50.65
6-Cochea-H	67.32	65.56	66.00	64.65	64.74	66.94	65.44	63.86	65.74	64.71	64.71	65.00	64.10	70.73	72.41
6-Colorado-H	0.00	0.00	31.72	31.63	31.30	31.48	31.27	31.44	30.92	31.43	31.42	31.26	31.14	30.99	35.49
6-Concepci-H	63.69	64.86	65.35	65.38	65.78	65.43	66.07	65.81	65.31	64.61	65.35	65.45	64.46	67.69	69.04
6-Cotito-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Cuchilla-H	45.64	45.80	44.00	44.19	44.30	43.94	43.58	44.71	44.36	45.40	45.04	44.85	42.12	47.73	48.92
6-Dolega-H	15.23	15.21	15.29	15.45	15.25	15.41	15.39	15.36	15.29	15.20	15.29	15.36	15.22	15.64	15.71
6-ElAltoG4-H	0.00	0.00	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59
6-ElAlto-H	274.14	279.18	275.48	275.95	277.28	276.51	279.23	276.15	274.15	274.20	276.22	274.39	273.12	295.90	300.16
6-ElFraile-H	29.08	30.82	29.95	29.71	29.92	30.55	30.34	29.77	29.81	29.97	29.99	29.59	29.82	32.41	33.41
6-ElRecodo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	83.15	82.87	83.98	82.45	82.81	83.95	82.93	83.33	82.15	86.18
6-Esperanz-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Está-H	614.34	626.13	625.38	606.73	621.59	620.48	625.24	616.51	620.16	616.76	621.10	627.07	623.32	662.58	677.26
6-Estrella-H	250.36	275.15	265.08	261.79	258.67	265.70	264.92	262.28	262.96	262.10	259.26	265.07	262.48	262.45	267.66
6-Fortuna-H	1525.71	1636.44	1677.85	1617.76	1630.76	1604.96	1622.10	1586.46	1604.36	1579.84	1563.33	1618.20	1600.32	1586.54	1655.05
6-FraileG3-H	0.00	11.04	10.95	10.97	10.95	11.02	10.99	11.03	10.97	10.93	10.94	10.91	10.91	10.96	10.99
6-Gualaca-H	122.47	124.75	125.83	122.33	125.11	125.04	126.30	124.22	124.77	124.19	125.22	126.26	125.77	133.66	136.37
6-L.Cruces-H	68.64	68.40	67.77	68.24	66.42	67.60	67.45	68.72	67.60	66.48	67.68	66.74	66.84	73.47	73.29
6-L.Valles-H	312.97	332.26	328.46	323.63	322.97	331.02	326.48	325.73	327.00	325.21	325.84	328.62	325.12	323.50	332.88
6-LaHerrad-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.21	34.02	33.67	33.83	37.58
6-LaHuaca-H	0.00	0.00	0.00	49.11	49.78	46.94	48.12	47.45	49.22	49.95	48.97	48.97	48.39	49.09	54.32
6-LaPotra-H	204.92	205.15	200.12	200.40	200.50	199.99	200.15	200.54	200.16	199.12	199.99	200.56	199.79	201.79	201.92
6-LCruceG3-H	7.58	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62
6-Lorena-H	163.68	169.09	169.49	168.02	168.93	169.47	171.20	169.53	169.27	167.78	169.49	171.08	170.24	180.44	181.73
6-LPotraG4-H	16.95	16.62	17.48	17.48	17.48	17.48	17.47	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
6-M.Lirio-H	249.93	262.38	242.42	242.01	243.83	241.67	243.53	242.91	241.68	238.27	242.03	240.78	241.28	255.34	258.24
6-M.Monte-H	13.27	13.05	13.25	13.25	13.16	13.52	13.04	13.35	13.47	13.17	13.47	13.52	13.08	13.17	13.41
6-Macano-H	17.45	19.24	19.46	19.09	19.31	19.30	19.60	19.13	19.06	19.23	19.15	19.40	18.74	20.86	21.33
6-Mendre2-H	34.95	37.67	33.90	33.88	33.74	34.01	34.13	34.01	33.90	33.74	33.87	34.02	33.91	35.57	35.79
6-Mendre-H	115.54	115.40	113.45	111.75	112.58	113.54	113.96	113.02	113.14	112.59	112.76	113.45	111.83	120.07	122.86
6-MiniChan-H	64.49	65.27	66.34	66.33	66.24	66.43	66.32	66.41	66.41	66.30	66.46	66.42	66.40	66.36	66.35
6-OjoAgua-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-P.Ancho-H	30.67	31.82	31.65	31.63	32.47	31.75	32.16	31.76	31.78	31.56	31.86	31.47	31.63	32.99	33.90
6-Pando-H	0.00	0.00	201.26	200.07	205.96	201.59	204.01	200.76	199.00	199.89	201.16	199.27	198.22	218.11	224.35
6-Pedrega2-H	49.87	51.22	49.65	50.15	50.37	49.80	50.58	50.23	49.71	49.39	49.86	49.92	49.30	52.90	53.83
6-Pedregal-H	97.54	99.47	96.96	97.04	96.73	97.21	98.99	97.40	95.35	97.41	96.60	97.37	92.60	104.00	107.70
6-Perlas.N-H	65.96	68.82	70.26	70.35	70.40	70.17	70.81	70.50	70.16	69.09	69.87	70.36	69.37	73.08	73.70
6-Perlas.S-H	66.34	66.31	67.54	67.49	67.55	67.21	67.90	67.60	67.31	66.42	67.01	67.34	66.85	69.71	69.92
6-Planeta2-H	35.44	56.75	56.78	56.65	56.60	56.56	56.85	56.88	56.57	56.16	56.42	56.55	55.88	61.51	61.77
6-Planetas-H	26.89	26.71	26.67	26.50	26.46	26.61	26.79	26.52	26.35	26.40	26.46	26.36	26.10	28.50	28.90
6-Prudenci-H	267.22	276.48	276.52	274.35	275.87	276.75	279.54	276.10	276.15	274.48	276.95	279.25	276.55	298.13	300.35
6-RP-490-H	61.55	63.75	63.32	63.17	63.81	63.23	63.45	62.82	63.12	64.17	64.07	63.46	61.20	67.89	69.06
6-RPiedraC-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-S.Andres-H	0.00	2.14	10.16	10.21	10.04	10.14	10.18	10.30	10.21	10.03	10.35	10.15	10.12	10.86	11.06
6-Salsipue-H	75.68	75.09	73.68	72.06	72.63	72.53	72.41	72.69	72.06	71.80	72.26	73.18	71.82	77.56	80.88
6-SAndres2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.49	56.68	56.24	56.32	59.23
6-SBartG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.54	8.55
6-SBartolo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	65.70	77.08
6-Sindigo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.14	27.40	28.07
Diésel	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	1401.50	312.70	62.99	5.43	26.25	12.54	32.29	0.26	4.57	0.00	0.15	6.91	0.00	0.06	9.60
Carbón	297.77	206.16	181.99	186.56	227.70	224.68	257.82	184.44	268.94	193.72	283.37	345.90	337.53	370.99	394.41
GNL	0.00	1147.58	1812.65	3057.83	3482.34	3233.84	3401.64	4792.98	5138.57	4117.04	4708.29	5505.52	6709.62	7176.90	8056.58
Solar	258.74	308.84	308.84	308.84	308.84	566.73	721.81	721.81	734.10	734.10	751.66	775.14	775.14	817.75	817.75
Eólico	587.60	592.43	783.94	788.82	798.88	788.51	809.02	794.09	796.31	790.49	865.06	868.53	1,031.95	1,051.97	1,057.25
Metano	36.65	62.59	60.47	62.96	62.47	62.71	62.50	62.34	62.70	61.67	63.03	63.19	62.74	63.43	63.60
Oferta ACP	96.50	109.18	80.83	61.73	53.50	56.91	54.02	49.07	44.92	41.71	39.69	33.76	28.51	27.89	25.75
Total Hidro	7,599.77	7,947.80	8,242.20	8,397.78	8,439.81	8,557.44	8,618.28	8,555.33	8,478.22	9,538.78	9,461.03	9,601.56	9,503.27	10,175.60	10,475.42
Total Termico	1,699.30	1,666.44	2,057.63	3,249.83	3,736.29	3,471.06	3,691.75	4,977.67	5,412.08	4,310.76	4,991.82	5,858.33	7,047.15	7,547.95	8,460.59
Total Ren no Conv	882.99	963.86	1,153.24	1,160.61	1,170.19	1,417.94	1,593.33	1,578.23	1,593.11	1,586.26	1,679.75	1,706.85	1,869.83	1,933.16	1,938.61
Oferta ACP	96.50	109.18	80.83	61.73	53.50	56.91	54.02	49.07	44.92	41.71	39.69	33.76	28.51	27.89	25.75
Total Gen	**10,278.57**	**10,687.27**	**11,533.90**	**12,869.95**	**13,399.78**	**13,503.35**	**13,957.38**	**15,160.31**	**15,528.34**	**15,477.52**	**16,172.29**	**17,200.49**	**18,448.75**	**19,684.59**	**20,900.36**
Exportaciones	87.65	394.79	894.23	1,216.84	1,313.23	933.38	878.91	1,034.52	806.80	534.39	338.94	369.47	402.91	418.17	437.83
Importaciones	195.33	234.97	523.89	126.63	485.09	734.47	973.03	813.84	1,062.70	1,681.80	1,685.70	1,676.80	1,607.00	1,530.20	1,550.20
Demanda	**10,592.83**	**11,268.63**	**11,970.16**	**12,699.27**	**13,427.10**	**14,142.80**	**14,947.90**	**15,802.30**	**16,680.20**	**17,594.20**	**18,564.80**	**19,591.80**	**20,715.60**	**21,899.50**	**23,148.10**
Deficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Perdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 2

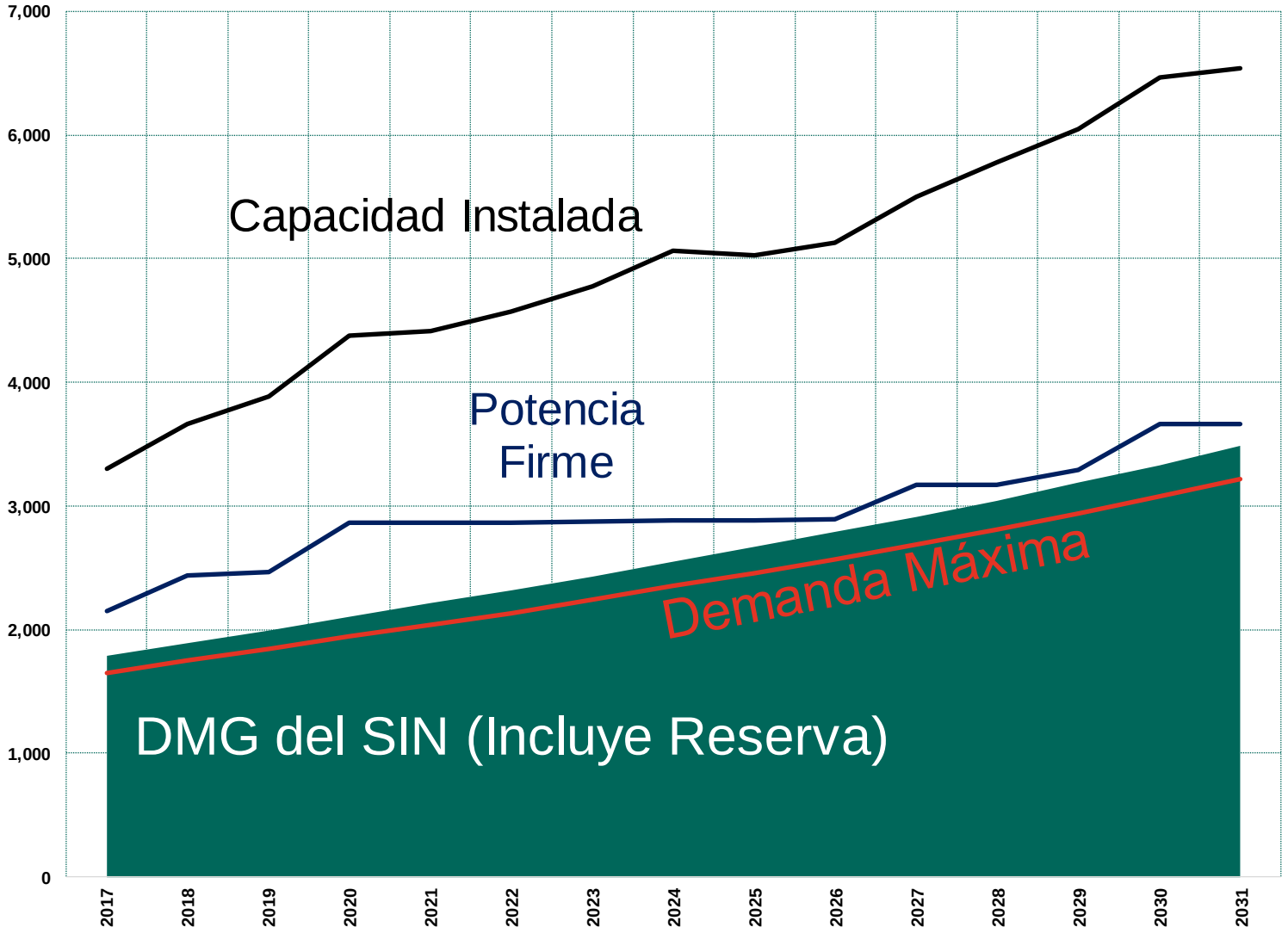
Salidas del Escenario Renovable:

Escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales (bunker y diésel) y gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Considerar fuentes eólicas, solares y gas natural adicional a partir del año 2021, considerando un mayor impulso en el nivel de penetración de fuentes renovables no convencionales.

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Gráfico N° A2.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Renovable



Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario Renovable

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	209.6	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.776	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	Estí	120	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.2	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Alternegy, S.A.	Lorena	33.78	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.02	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bontex, S.A.	Gualaca	25.6	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.76	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556
Electron Investment	Monte Lirio	53.73	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	5.14	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.496	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.49	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	20	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	12.57	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	3.5	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.3	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.7	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	5.36	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.9	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.8	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.1	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.752	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.3	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.9	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.9	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	6.33	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	9.381	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.3	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	8.2	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.59	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Panamá, S.A	Antón 1	1.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Hidro Panamá, S.A	Antón 2	1.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Hidro Panamá, S.A	Antón 3	1.5	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	0.54	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297
Total Hidroeléctrico		**1725.394**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**

Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario Renovable (Continuación)

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Alternegy, S.A.	Cativa	87	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	36.67	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	36.67																
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	36.67																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	56.14																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	34	33.38	33.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	33	33.22	33.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	33	33.22	33.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Ciclo	158*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	50	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85
Pan Am Generating Ltd	Panam	96	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00
Pedregal Power Company	Pacora	55.344	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	15.48	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	34.92	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	9	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	18	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G8	18	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	40.806	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	40.806	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	72	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00
Jinro Corporation	Jinro Power	57.8	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	55	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	9.8	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	27.5	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	49.5	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT PM1360	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	8.151	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66
Total Termoeléctrico		**1155.507**	**1066.61**	**1066.61**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	52.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	32.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	62.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Eólico		**270**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	2.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	9.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	9.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HidroIberica, S.A.	El Fraile Solar	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Azucarera Nacional	Cocle Solar	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Central Fotovoltaica Bugaba	2.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	Miraflores Coclé	8.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	9.522	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	8.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá,	Generadora Solar Caldera	4.9062	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá,	Sol de David	7.6284	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Solar		**69.0066**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Renovable		**339.0066**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Existente		**3219.9076**	**2148.454**	**2148.454**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**

Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario Renovable (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.58	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.57	2.54		2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	32.9	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.8	2.30			2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10	1.28										1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.643	2.55								2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.3	22.31				22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	0.17				0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	1.94			1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10	3.00						3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94	180.89											180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95	12.95											12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	5.64							5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	9	2.70															
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	6.45	1.94															
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	7.61	2.24										2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.2	1.03								1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	8.51								8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.8	0.78															0.78
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1	0.13						0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5	4.00														4.00	4.00
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Und 3	1.35	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.11	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		485.353	**285.36**	**3.35**	**5.888**	**35.258**	**57.74**	**57.74**	**60.866**	**66.506**	**78.587**	**78.587**	**82.102**	**275.945**	**275.945**	**275.945**	**279.945**	**280.725**

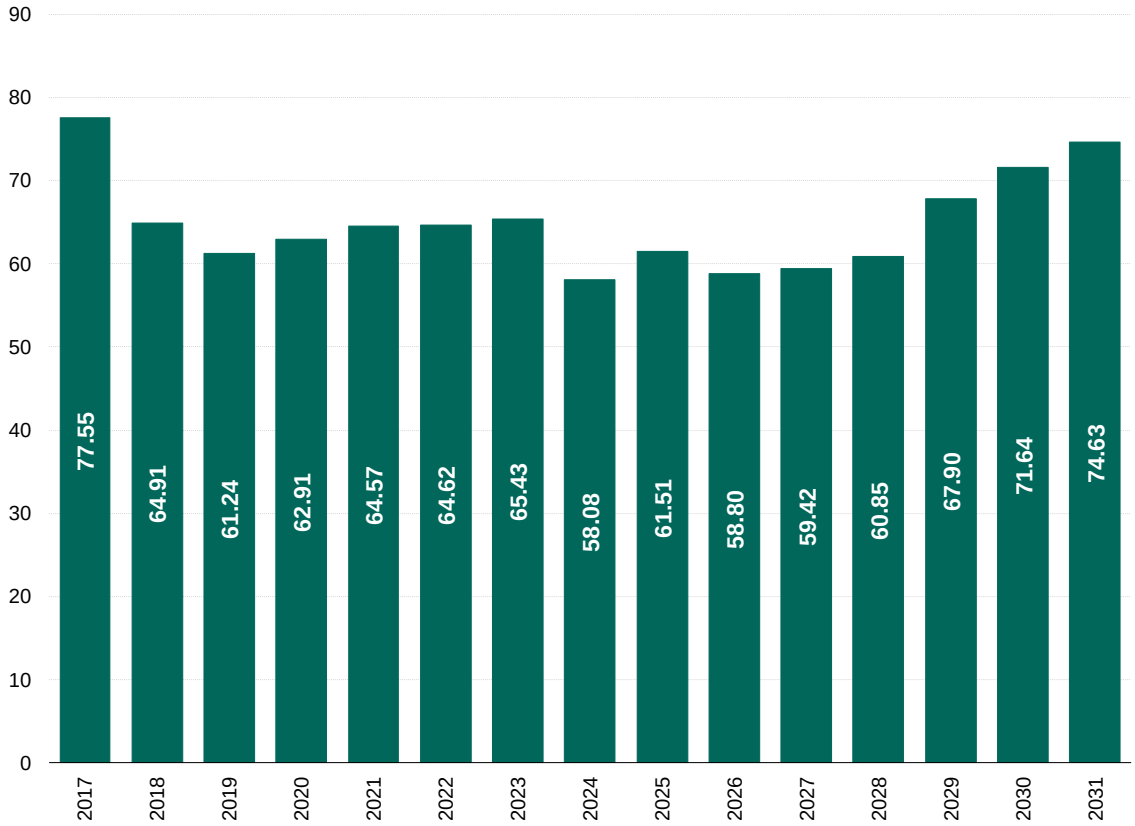
Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	44.33	37.68		37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	381	342.90		342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	420	378.00				378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300*	0.00															
	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	350	297.50															
	CC CNL	400	360.00														360.00	360.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100	85.00											85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100	85.00															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150	127.50													127.50	127.50	127.50
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150	127.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250	212.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250	212.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250	212.50															
		3045.33	**2648.5805**	**0**	**380.5805**	**380.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**843.5805**	**843.5805**	**971.0805**	**1331.081**	**1331.081**

Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario Renovable (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Gr	Vista Alegre	8.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Gree	Milton Solar	10.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Gree	Sol Real	10.7778	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PSZ1, S.A.	El Espinal	8.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá,	Estrella Solar	4.79	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 01	8	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 02	40	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Don Félix Etapa 2	7.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 04	9	0.00													0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 05	9	0.00												0.00	0.00	0.00	0.00
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.9	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 07	10	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 01	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 02	30	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 08	9.95	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 01	3	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 02	4	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 09	5	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 10	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 04	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 05	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 06	10	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 07	10	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 08	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 09	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 10	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 11	130	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 12	10	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 03	10	0.00											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 12	9.99	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 13	9.9	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 13	19.8	0.00													0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 14	9.9	0.00														0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 15	19.8	0.00														0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 16	19.8	0.00														0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 17	19.99	0.00															0.00
	Solar Zona Coclé 14	10	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 15	10	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 16	20	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 17	9.945	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 18	20	0.00															
	Solar Zona Coclé 19	9.945	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 20	9.96	0.00															
	Solar Zona Coclé 21	9.945	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 22	9.945	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 23	5	0.00															
	Solar Zona Coclé 24	10	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 25	30	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		787.8578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Penonome III	69	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Toabré Etapa 1	102	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Coclé 01	123	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Coclé 02	105	0.00						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Coclé 03	74	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Panamá 01	32	0.00															
	Eólico Zona Panamá 02	136	0.00												0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Veraguas 01	104.4	0.00											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Chiriquí 01	19.8	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Veraguas 02	111.6	0.00												0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Veraguas 03	115.2	0.00													0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Coclé 04	80	0.00															
	Eólico Zona Chiriquí 02	25	0.00												0.00	0.00	0.00	0.00
		1097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cuadro N° A2.2: Costos Marginales del Escenario Renovable



Costo Marginal de Demanda $/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2017	86.91	89.51	90.07	90.74	85.74	80.11	76.81	73.08	70.57	67.57	62.68	56.77	77.55
2018	83.62	85.39	89.78	99.65	80.42	62.96	52.43	48.06	46.66	45.52	42.04	42.44	64.91
2019	56.60	60.12	69.56	85.31	79.93	65.14	59.42	54.17	52.96	51.20	50.00	50.43	61.24
2020	67.35	69.91	69.45	75.79	73.15	66.46	63.57	61.25	58.06	52.73	48.32	48.91	62.91
2021	62.53	67.98	73.58	81.11	74.15	67.35	63.08	60.74	56.90	56.23	54.30	56.88	64.57
2022	59.94	63.72	73.19	87.96	76.00	68.93	65.96	59.32	57.37	54.77	53.58	54.67	64.62
2023	60.91	64.50	75.23	88.64	78.24	67.85	66.68	63.79	62.91	57.72	49.07	49.66	65.43
2024	54.38	58.04	66.83	70.04	68.24	60.94	57.35	56.71	55.05	52.75	47.07	49.62	58.08
2025	59.74	64.39	71.45	76.43	71.15	65.37	60.89	58.70	57.08	55.56	48.98	48.40	61.51
2026	60.69	63.52	66.95	72.57	68.52	63.75	60.49	54.06	51.39	49.60	45.25	48.84	58.80
2027	55.40	63.34	68.97	75.02	72.31	67.54	61.24	57.96	55.68	48.87	42.73	44.01	59.42
2028	57.59	61.72	65.59	67.81	66.61	65.73	63.01	62.59	59.40	56.68	51.81	51.71	60.85
2029	60.17	61.80	72.28	82.82	76.92	73.51	72.46	68.15	66.31	63.72	60.93	55.69	67.90
2030	68.28	71.51	76.34	81.94	77.26	70.98	72.91	74.48	73.74	69.17	63.59	59.44	71.64
2031	69.82	72.24	75.83	81.80	81.06	80.01	77.31	76.30	76.78	73.93	68.72	61.78	74.63

Cuadro N° A2.3: Informe Final de Generación del Escenario Renovable

Informe Final de Generación															
Planta	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
6-Algarrob-H	45.45	47.00	49.88	49.51	50.17	49.27	49.97	48.65	49.06	48.90	48.48	48.39	48.84	55.36	57.57
6-B.MinaG3-H	4.80	4.80	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79
6-B.Toro-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	926.91	845.27	848.83	960.17	976.13
6-B.Totuma-H	22.82	25.30	24.18	24.26	24.92	24.88	25.33	24.27	24.07	24.35	24.72	24.06	24.41	26.35	27.19
6-BaitunG3-H	10.87	10.89	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.87	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88
6-Baitun-H	393.27	401.90	400.69	400.69	401.43	398.04	401.71	402.58	399.49	394.82	399.15	400.08	396.71	414.61	417.05
6-BajoMina-H	253.48	258.96	256.02	256.58	256.86	254.77	257.10	257.49	255.51	252.65	255.20	255.64	253.98	266.28	268.08
6-Barriles-H	0.00	0.00	0.00	0.00	5.06	5.12	5.07	5.10	5.04	5.06	5.09	5.06	5.05	5.05	5.62
6-Bayano-H	480.93	636.16	637.55	581.98	589.30	636.84	687.77	579.32	585.70	609.75	623.87	623.60	639.66	620.83	684.78
6-BBlancG3-H	15.56	15.19	15.25	15.25	15.25	15.24	15.25	15.24	15.25	15.25	15.25	15.25	15.24	15.25	15.25
6-BBlanco-H	125.78	123.08	121.99	120.09	117.73	121.36	121.03	120.04	118.45	119.14	118.84	118.98	118.81	128.00	131.89
6-Bonyic-H	144.56	150.09	145.35	147.65	149.38	147.64	148.76	146.96	146.60	143.59	146.63	145.62	149.21	157.39	161.87
6-BToroG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.88	48.88	48.88	48.88	48.83
6-Bugaba-H	18.43	18.38	18.35	18.23	18.22	18.48	18.26	18.36	18.00	17.98	18.37	18.24	18.16	19.84	20.60
6-BugabaII-H	35.31	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.10	36.11	36.11	36.11	36.11
6-Burica-H	0.00	0.00	0.00	285.23	285.96	285.67	291.22	286.51	282.09	287.51	286.14	286.21	276.50	307.27	318.36
6-C.Blanca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.43
6-ChanI-H	993.41	912.03	930.98	907.48	894.09	909.78	926.88	901.96	908.75	848.57	944.49	900.06	914.20	1097.93	1114.37
6-Chuspa-H	0.00	0.00	45.71	45.34	45.20	46.32	45.33	46.04	46.69	45.71	46.08	46.17	45.09	49.86	50.65
6-Cochea-H	67.30	65.66	65.99	64.63	64.75	66.96	65.53	63.79	65.68	64.61	64.61	64.73	64.14	70.69	72.43
6-Colorado-H	0.00	0.00	31.72	31.63	31.30	31.48	31.27	31.44	30.92	31.43	31.42	31.26	31.14	30.99	35.49
6-Concepci-H	63.62	64.90	65.35	65.45	65.76	65.36	66.09	65.74	65.28	64.52	65.32	65.26	64.45	67.69	69.01
6-Cotito-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.70	12.50
6-Cuchilla-H	45.64	45.80	44.00	44.19	44.30	43.94	43.58	44.71	44.36	45.40	45.04	44.85	42.12	47.73	48.92
6-Dolega-H	15.23	15.21	15.29	15.45	15.25	15.41	15.39	15.36	15.29	15.20	15.29	15.36	15.22	15.64	15.71
6-ElAltoG4-H	0.00	0.00	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59
6-ElAlto-H	274.14	279.18	275.48	275.95	277.28	276.51	279.23	276.15	274.15	274.20	276.22	274.39	273.12	295.90	300.16
6-ElFraile-H	29.08	30.82	29.95	29.71	29.92	30.55	30.34	29.77	29.81	29.97	29.99	29.59	29.82	32.41	33.41
6-ElRecodo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	82.87	83.98	82.45	82.81	83.95	82.93	83.33	82.15	86.18
6-Esperanz-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Está-H	614.53	626.45	625.11	607.00	621.44	619.91	626.38	604.47	605.38	614.08	608.05	617.22	622.49	657.64	673.59
6-Estrella-H	250.24	275.15	264.99	261.72	258.62	265.64	264.91	262.13	262.97	262.16	259.17	264.75	262.57	262.38	267.65
6-Fortuna-H	1525.71	1640.79	1673.35	1619.90	1649.70	1619.27	1729.49	1558.21	1558.44	1605.59	1539.21	1597.68	1616.17	1583.19	1656.34
6-FraileG3-H	0.00	11.04	10.95	10.97	10.95	11.02	10.99	11.03	10.97	10.93	10.94	10.91	10.91	10.96	10.99
6-Gualaca-H	122.51	124.85	125.68	122.38	125.08	124.92	126.39	121.82	121.92	123.47	122.59	124.41	125.51	132.61	135.62
6-L.Cruces-H	68.64	68.40	67.77	68.24	66.42	67.60	67.45	68.72	67.60	66.48	67.68	66.74	66.84	73.47	73.29
6-L.Valles-H	312.94	332.26	328.46	323.60	322.97	331.02	326.48	325.56	327.00	325.20	325.75	328.49	325.15	323.45	332.87
6-LaHerrad-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.23	33.87	33.68	34.21	34.02	33.67	33.83	37.58
6-LaHuaca-H	0.00	0.00	0.00	49.11	49.78	46.94	48.12	47.45	49.22	49.95	48.97	48.97	48.39	49.09	54.32
6-LaPotra-H	204.83	205.25	200.12	200.47	200.50	199.99	200.11	200.40	200.16	199.12	199.87	200.26	199.84	201.73	201.89
6-LCruceG3-H	7.58	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62
6-Lorena-H	163.73	169.11	169.38	168.15	169.05	169.16	170.67	166.43	166.46	166.47	166.43	169.16	169.34	179.03	181.02
6-LPotraG4-H	16.95	16.62	17.48	17.48	17.48	17.48	17.47	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
6-M.Lirio-H	249.93	262.38	242.42	242.01	243.83	241.67	243.53	242.91	241.68	238.27	242.03	240.78	241.28	255.34	258.24
6-M.Monte-H	13.27	13.05	13.25	13.25	13.16	13.52	13.04	13.35	13.47	13.17	13.47	13.52	13.08	13.17	13.41
6-Macano-H	17.45	19.24	19.46	19.09	19.31	19.30	19.60	19.13	19.06	19.23	19.15	19.40	18.74	20.86	21.33
6-Mendre2-H	34.96	37.67	33.90	33.88	33.74	34.01	34.12	34.00	33.89	33.74	33.88	34.02	33.92	35.57	35.79
6-Mendre-H	115.84	115.48	113.49	111.77	112.55	113.55	113.89	112.77	112.65	112.37	112.52	112.85	111.63	120.07	122.88
6-MiniChan-H	64.49	65.27	66.34	66.33	66.24	66.43	66.32	66.41	66.41	66.30	66.46	66.42	66.40	66.36	66.35
6-OjoAgua-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-P.Ancho-H	30.67	31.82	31.65	31.63	32.47	31.75	32.16	31.76	31.78	31.56	31.86	31.47	31.63	32.99	33.90
6-Pando-H	0.00	0.00	201.26	200.07	205.96	201.59	204.01	200.76	199.00	199.89	201.16	199.27	198.22	218.11	224.35
6-Pedrega2-H	49.87	51.22	49.65	50.15	50.37	49.80	50.58	50.23	49.71	49.39	49.86	49.92	49.30	52.90	53.83
6-Pedregal-H	97.47	99.40	97.07	97.15	96.76	97.13	98.99	97.27	95.28	97.34	96.61	97.19	92.52	104.00	107.64
6-Perlas.N-H	65.97	68.83	70.28	70.38	70.40	70.12	70.83	70.44	70.13	68.98	69.86	70.23	69.39	73.07	73.67
6-Perlas.S-H	66.34	66.31	67.54	67.49	67.55	67.21	67.90	67.60	67.31	66.42	67.01	67.34	66.85	69.71	69.92
6-Planeta2-H	35.44	56.75	56.78	56.65	56.60	56.56	56.85	56.88	56.57	56.16	56.42	56.55	55.88	61.51	61.77
6-Planetas-H	26.89	26.71	26.67	26.50	26.46	26.61	26.79	26.52	26.35	26.40	26.46	26.36	26.10	28.50	28.90
6-Prudenci-H	267.29	276.51	276.35	274.54	276.04	276.27	278.73	271.39	271.88	272.48	272.27	276.32	275.18	295.98	299.26
6-RP-490-H	61.55	63.75	63.32	63.17	63.81	63.23	63.45	62.82	63.12	64.17	64.07	63.46	61.20	67.89	69.06
6-RPiedraC-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-S.Andres-H	0.00	2.14	10.16	10.21	10.04	10.14	10.18	10.30	10.21	10.03	10.35	10.15	10.12	10.86	11.06
6-Salsipue-H	75.68	75.09	73.68	72.06	72.63	72.53	72.41	72.69	72.06	71.80	72.26	73.18	71.82	77.56	80.88
6-SAndres2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.18	56.49	56.68	56.24	56.32	59.23
6-SBartG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.54	8.55	8.54	8.54	8.54	8.54	8.53	8.54	8.55
6-SBartolo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	68.71	70.17	69.26	68.34	68.52	68.68	69.40	65.70	77.08
6-Sindigo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.41	25.93	25.96	25.14	27.40	28.07
Diésel	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	1400.63	311.18	62.86	5.53	20.26	11.88	28.98	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35
Carbón	297.82	205.34	182.13	185.09	210.11	205.40	193.63	95.65	132.18	138.52	149.05	180.08	287.53	333.14	358.14
GNL	0.00	1147.92	1812.14	3055.50	3413.87	3127.99	3043.79	4281.21	4379.58	3816.25	3853.72	4168.08	4393.08	4777.00	5400.51
Solar	258.74	308.84	308.84	308.84	406.31	529.29	529.29	1,097.12	1,231.29	1,409.21	1,426.78	1,443.47	1,498.00	1,602.71	1,715.47
Eólico	587.60	592.43	783.94	788.82	798.88	1,095.75	1,743.99	1,716.99	1,782.91	1,761.67	2,096.37	2,821.46	2,998.10	3,071.61	3,109.89
Metano	36.61	62.89	60.49	62.88	62.48	62.62	61.84	61.25	62.05	60.29	61.14	61.06	62.23	63.28	63.39
Oferta ACP	96.79	109.16	80.72	61.70	53.25	56.53	53.46	49.03	44.80	41.63	39.61	33.58	28.57	27.89	25.75
Total Hidro	7,600.47	7,950.62	8,238.24	8,402.63	8,460.02	8,496.00	8,865.06	8,535.34	8,530.47	8,620.13	9,653.42	9,606.23	9,625.80	10,181.24	10,493.28
Total Termico	1,698.50	1,664.44	2,057.13	3,246.12	3,644.24	3,345.27	3,266.40	4,376.86	4,511.78	3,954.77	4,002.77	4,348.15	4,680.62	5,110.14	5,758.99
Total Ren no Conv	882.96	964.16	1,153.26	1,160.53	1,267.67	1,687.66	2,335.12	2,875.36	3,076.25	3,231.17	3,584.29	4,325.99	4,558.34	4,737.60	4,888.75
Oferta ACP	96.79	109.16	80.72	61.70	53.25	56.53	53.46	49.03	44.80	41.63	39.61	33.58	28.57	27.89	25.75
Total Gen	**10,278.71**	**10,688.37**	**11,529.35**	**12,870.97**	**13,425.18**	**13,585.47**	**14,520.04**	**15,836.60**	**16,163.31**	**15,847.70**	**17,280.09**	**18,313.96**	**18,893.32**	**20,056.86**	**21,166.77**
Exportaciones	87.93	395.43	889.22	1,217.67	1,329.03	967.96	1,102.69	1,478.71	1,125.99	678.19	878.95	880.74	561.66	544.37	515.21
Importaciones	195.46	235.05	522.55	127.03	480.93	698.99	721.93	506.93	656.54	1,479.50	1,229.50	1,163.70	1,344.40	1,297.50	1,373.30
Demanda	**10,592.83**	**11,268.63**	**11,970.16**	**12,699.27**	**13,427.10**	**14,142.80**	**14,947.90**	**15,802.30**	**16,680.20**	**17,594.20**	**18,564.80**	**19,591.80**	**20,715.60**	**21,899.50**	**23,148.10**
Deficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Perdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

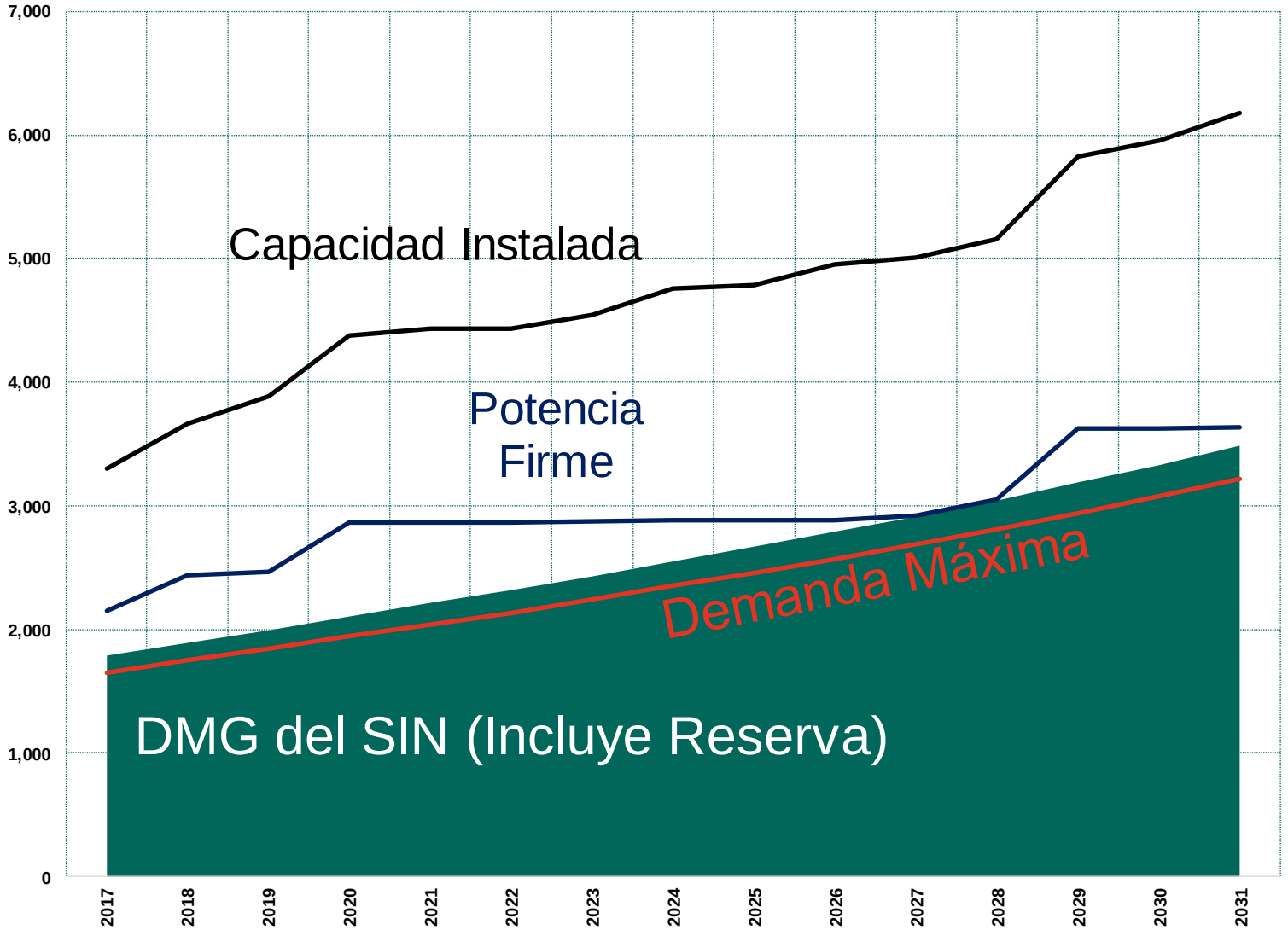
Tomo II - Anexo – 3

Salidas del Escenario Alternativo:

Se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la actualidad, y solo se incluyen diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Gráfico N° A3.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Alternativo



Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	209.6	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.776	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	Estí	120	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.2	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Alternegy, S.A.	Lorena	33.78	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.02	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bontex, S.A.	Gualaca	25.6	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.76	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243	3.9243
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556
Electron Investment	Monte Lirio	53.73	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	5.14	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.496	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.49	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	20	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	12.57	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	3.5	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.3	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.7	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	5.36	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.9	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.8	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.1	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.752	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102	1.102
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.3	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.9	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.9	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	6.33	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	9.381	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.3	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	8.2	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.59	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Panamá, S.A	Antón 1	1.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Hidro Panamá, S.A	Antón 2	1.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Hidro Panamá, S.A	Antón 3	1.5	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	0.54	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297
Total Hidroeléctrico		**1725.394**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**	**1081.844**

Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo (Continuación)

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Alternegy, S.A.	Cativa	87	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	36.67	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	36.67																
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	36.67																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	56.14																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	34	33.38	33.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	33	33.22	33.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	33	33.22	33.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM Ciclo	158*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50	48.50
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	50	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85
Pan Am Generating Ltd	Panam	96	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00
Pedregal Power Company	Pacora	55.344	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55	53.55
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	15.48	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	34.92	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28	34.28
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	9	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70	9.70
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	18	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G8	18	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	40.806	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	40.806	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	72	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00
Jinro Corporation	Jinro Power	57.8	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08	55.08
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	55	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20	53.20
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	9.8	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44	9.44
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	27.5	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	49.5	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33	39.33
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT PM1360	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	8.151	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66	7.66
Total Termoeléctrico		**1155.507**	**1066.61**	**1066.61**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**	**966.79**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	52.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	32.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	62.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Eólico		**270**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	2.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	9.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	9.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HidroIberica, S.A.	El Fraile Solar	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Azucarera Nacional	Cocle Solar	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Central Fotovoltaica Bugaba	2.4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	Miraflores Coclé	8.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	9.522	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	8.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá,	Generadora Solar Caldera	4.9062	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá,	Sol de David	7.6284	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Solar		**69.0066**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Renovable		**339.0066**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Existente		**3219.9076**	**2148.454**	**2148.454**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**	**2048.634**

Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.58	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.57	2.54		2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	32.9	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.8	2.30			2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10	1.28															1.28
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.643	2.55								2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.3	22.31				22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	0.17				0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	1.94			1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10	3.00							3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94	180.89															
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95	12.95															
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	5.64															
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1																
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	9	2.70															
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	6.45	1.94															
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	7.61	2.24									2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.2	1.03								1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	8.51							8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.8	0.78															0.78
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1	0.13							0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5	4.00															4.00
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Und 3	1.35	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.11	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		485.353	**285.36**	**3.35**	**5.888**	**35.258**	**57.74**	**57.74**	**57.74**	**69.371**	**72.947**	**75.182**	**75.182**	**75.182**	**75.182**	**75.182**	**75.182**	**81.242**

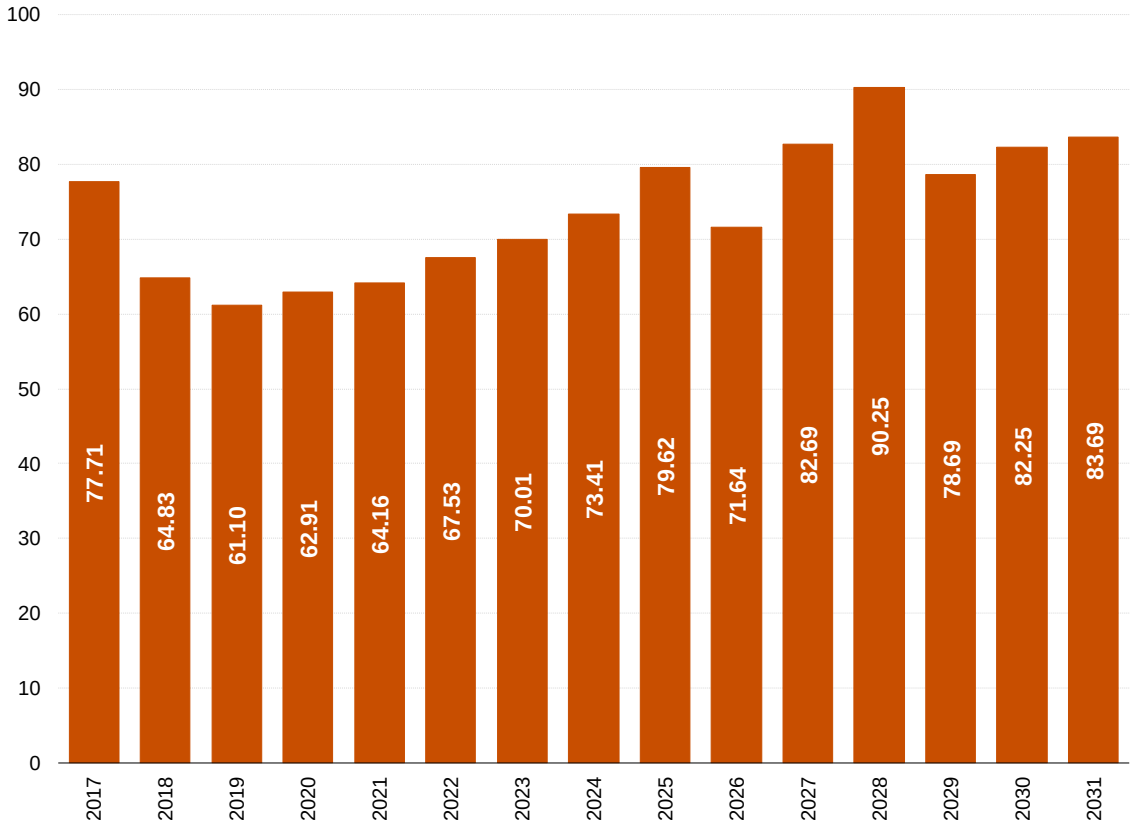
Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	44.33	37.68		37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	381	342.90		342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90	342.90
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	420	378.00				378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00	378.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300*	0.00															
	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	350	297.50															
	CC CNL	400	360.00													360.00	360.00	360.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100	85.00															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100	85.00												85.00	85.00	85.00	85.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150	127.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150	127.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50	42.50											42.50	42.50	42.50	42.50	42.50
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50	42.50												42.50	42.50	42.50	42.50
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250	212.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	50	42.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250	212.50															
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250	212.50													212.50	212.50	212.50
		3045.33	**2648.5805**	**0**	**380.5805**	**380.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**758.5805**	**801.0805**	**928.5805**	**1501.081**	**1501.081**	**1501.081**

Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Gr	Vista Alegre	8.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Gree	Milton Solar	10.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Gree	Sol Real	10.7778	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PSZ1, S.A.	El Espinal	8.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá,	Estrella Solar	4.79	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 01	8	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 02	40	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Don Félix Etapa 2	7.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 04	9	0.00															
	Solar Zona Coclé 05	9	0.00															
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.9	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 07	10	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 01	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 02	30	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 08	9.95	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 01	3	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 02	4	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 09	5	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 10	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 04	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 05	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 06	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 07	10	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 08	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 09	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 10	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 11	130	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 12	10	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Panamá 03	10	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 12	9.99	0.00								0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 13	9.9	0.00															0.00
	Solar Zona Chiriquí 13	19.8	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 14	9.9	0.00													0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 15	19.8	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 16	19.8	0.00															
	Solar Zona Chiriquí 17	19.99	0.00															
	Solar Zona Coclé 14	10	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 15	10	0.00															
	Solar Zona Coclé 16	20	0.00															
	Solar Zona Coclé 17	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 18	20	0.00															
	Solar Zona Coclé 19	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 20	9.96	0.00															
	Solar Zona Coclé 21	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 22	9.945	0.00															
	Solar Zona Coclé 23	5	0.00													0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 24	10	0.00									0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Coclé 25	30	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		787.8578	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Penonome III	69	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Toabré Etapa 1	102	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Coclé 01	123	0.00															
	Eólico Zona Coclé 02	105	0.00															
	Eólico Zona Coclé 03	74	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Panamá 01	32	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Panamá 02	136	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Veraguas 01	104.4	0.00														0.00	0.00
	Eólico Zona Chiriquí 01	19.8	0.00															
	Eólico Zona Veraguas 02	111.6	0.00															
	Eólico Zona Veraguas 03	115.2	0.00															
	Eólico Zona Coclé 04	80	0.00															
	Eólico Zona Chiriquí 02	25	0.00														0.00	0.00
		1097	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Cuadro N° A3.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo



Costo Marginal de Demanda $/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2017	86.76	89.57	90.09	90.89	85.93	80.61	76.83	73.27	70.73	67.97	62.60	57.34	77.71
2018	83.72	86.41	89.64	99.68	80.50	62.85	52.74	48.43	46.44	45.05	41.62	40.94	64.83
2019	56.17	60.06	69.57	84.94	79.61	64.97	59.14	54.44	52.81	51.41	49.85	50.25	61.10
2020	66.91	69.43	69.37	75.94	73.45	66.35	63.73	61.36	58.14	52.50	48.53	49.20	62.91
2021	62.36	68.01	73.36	80.14	73.19	66.48	62.57	60.51	56.50	56.03	53.68	57.07	64.16
2022	62.20	65.91	77.95	94.31	80.60	72.61	69.08	61.44	59.40	56.09	54.68	56.14	67.53
2023	66.92	69.08	83.32	95.88	84.33	70.92	70.03	68.41	67.58	59.99	50.82	52.88	70.01
2024	69.51	70.65	81.17	97.68	87.15	79.84	74.50	72.66	72.08	66.11	54.70	54.88	73.41
2025	72.69	77.40	91.15	112.06	95.36	85.54	81.24	78.06	77.17	72.92	57.51	54.29	79.62
2026	72.53	74.50	76.40	84.44	80.21	76.01	69.45	69.09	70.13	65.07	59.16	62.67	71.64
2027	89.92	90.98	94.47	103.59	96.31	91.35	82.11	81.65	79.39	68.49	57.57	56.43	82.69
2028	92.45	97.84	104.35	109.87	98.83	91.69	88.09	87.05	82.08	80.11	74.53	76.15	90.25
2029	76.92	76.62	86.39	93.73	85.09	81.55	80.91	74.13	73.28	72.00	72.50	71.10	78.69
2030	84.69	86.26	90.34	94.08	86.32	79.27	80.81	82.73	83.01	77.98	71.29	70.28	82.25
2031	81.05	83.47	87.53	93.93	90.86	88.93	85.15	83.25	84.46	81.19	74.07	70.41	83.69

Cuadro N° A3.3: Informe Final de Generación del Escenario Alternativo

Informe Final de Generación															
Planta	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
6-Algarrob-H	45.70	46.98	49.88	49.48	50.18	49.21	49.92	48.92	49.17	49.51	48.81	49.10	49.04	55.44	57.62
6-B.MinaG3-H	4.80	4.80	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79
6-B.Toro-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-B.Totuma-H	22.82	25.30	24.18	24.26	24.92	24.88	25.33	24.27	24.07	24.35	24.72	24.06	24.41	26.35	27.19
6-BaitunG3-H	10.87	10.89	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88	10.87	10.88	10.88	10.88	10.88	10.88
6-Baitun-H	393.27	401.90	400.69	400.69	401.43	398.04	401.71	402.58	399.49	394.82	399.15	400.08	396.71	414.61	417.05
6-BajoMina-H	253.48	258.96	256.02	256.58	256.86	254.77	257.10	257.49	255.51	252.65	255.20	255.64	253.98	266.28	268.08
6-Barriles-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.07	5.10	5.04	5.06	5.09	5.06	5.05	5.05	5.62
6-Bayano-H	482.18	637.81	633.61	584.00	581.32	639.93	638.99	646.71	647.54	632.67	629.39	635.01	630.21	623.02	685.23
6-BBlancG3-H	15.56	15.19	15.25	15.25	15.25	15.24	15.25	15.24	15.25	15.25	15.25	15.25	15.24	15.25	15.25
6-BBlanco-H	125.78	123.08	121.99	120.09	117.73	121.36	121.03	120.04	118.45	119.14	118.84	118.98	118.81	128.00	131.89
6-Bonyic-H	144.56	150.09	145.35	147.65	149.38	147.64	148.76	146.96	146.60	143.59	146.63	145.62	149.21	157.39	161.87
6-BToroG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Bugaba-H	18.43	18.38	18.35	18.23	18.22	18.48	18.26	18.36	18.00	17.98	18.37	18.24	18.16	19.84	20.60
6-BugabaII-H	35.31	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.11	36.10	36.11	36.11	36.11	36.11
6-Burica-H	0.00	0.00	0.00	285.23	285.96	285.67	291.22	286.51	282.09	287.51	286.14	286.21	276.50	307.27	318.36
6-C.Blanca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.43
6-ChanI-H	993.90	912.43	930.66	908.02	894.67	909.38	923.21	918.28	909.05	920.19	886.92	898.54	908.07	1081.42	1100.35
6-Chuspa-H	0.00	0.00	45.71	45.34	45.20	46.32	45.33	46.04	46.69	45.71	46.08	46.17	45.09	49.86	50.65
6-Cochea-H	67.29	65.61	65.94	64.60	64.72	66.93	65.39	63.90	65.73	64.85	64.79	65.07	64.25	70.72	72.43
6-Colorado-H	0.00	0.00	31.72	31.63	31.30	31.48	31.27	31.44	30.92	31.43	31.42	31.26	31.14	30.99	35.49
6-Concepci-H	63.57	64.91	65.32	65.42	65.78	65.39	66.02	65.86	65.31	64.65	65.35	65.45	64.51	67.74	69.04
6-Cotito-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.50
6-Cuchilla-H	45.64	45.80	44.00	44.19	44.30	43.94	43.58	44.71	44.36	45.40	45.04	44.85	42.12	47.73	48.92
6-Dolega-H	15.23	15.21	15.29	15.45	15.25	15.41	15.39	15.36	15.29	15.20	15.29	15.36	15.22	15.64	15.71
6-ElAltoG4-H	0.00	0.00	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59	8.59
6-ElAlto-H	274.14	279.18	275.48	275.95	277.28	276.51	279.23	276.15	274.15	274.20	276.22	274.39	273.12	295.90	300.16
6-ElFraile-H	29.08	30.82	29.95	29.71	29.92	30.55	30.34	29.77	29.81	29.97	29.99	29.59	29.82	32.41	33.41
6-ElRecodo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	82.87	83.98	82.45	82.81	83.95	82.93	83.33	82.15	86.18
6-Esperanz-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Está-H	614.41	627.51	625.14	607.13	620.31	620.37	624.24	621.03	621.80	620.39	616.38	614.65	625.15	659.23	671.48
6-Estrella-H	250.43	275.36	265.03	261.64	258.63	265.66	264.85	262.45	262.97	262.08	259.31	265.09	262.59	262.45	267.64
6-Fortuna-H	1522.54	1636.46	1678.26	1623.33	1640.65	1591.82	1617.80	1580.06	1596.12	1583.92	1558.43	1609.12	1616.90	1582.50	1654.99
6-FraileG3-H	0.00	11.04	10.95	10.97	10.95	11.02	10.99	11.03	10.97	10.93	10.94	10.91	10.91	10.96	10.99
6-Gualaca-H	122.52	125.03	125.75	122.39	124.86	125.01	126.01	125.07	125.04	124.77	124.12	123.81	126.04	132.89	135.23
6-L.Cruces-H	68.64	68.40	67.77	68.24	66.42	67.60	67.45	68.72	67.60	66.48	67.68	66.74	66.84	73.47	73.29
6-L.Valles-H	312.95	332.26	328.46	323.60	322.97	331.02	326.48	325.78	327.00	325.21	325.84	328.62	325.15	323.50	332.88
6-LaHerrad-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.23	33.87	33.68	34.21	34.02	33.67	33.83	37.58
6-LaHuaca-H	0.00	0.00	0.00	49.11	49.78	46.94	48.12	47.45	49.22	49.95	48.97	48.97	48.39	49.09	54.32
6-LaPotra-H	204.93	205.23	200.01	200.40	200.50	199.95	200.15	200.66	200.16	199.15	200.06	200.56	199.90	201.82	201.92
6-LCruceG3-H	7.58	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62	7.62
6-Lorena-H	163.72	169.17	169.48	168.17	168.90	169.19	170.86	169.51	168.67	167.22	167.23	167.93	170.10	179.48	180.34
6-LPotraG4-H	16.95	16.62	17.48	17.48	17.48	17.48	17.47	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
6-M.Lirio-H	249.93	262.38	242.42	242.01	243.83	241.67	243.53	242.91	241.68	238.27	242.03	240.78	241.28	255.34	258.24
6-M.Monte-H	13.27	13.05	13.25	13.25	13.16	13.52	13.04	13.35	13.47	13.17	13.47	13.52	13.08	13.17	13.41
6-Macano-H	17.45	19.24	19.46	19.09	19.31	19.30	19.60	19.13	19.06	19.23	19.15	19.40	18.74	20.86	21.33
6-Mendre2-H	34.96	37.67	33.90	33.88	33.73	34.01	34.13	34.01	33.90	33.74	33.87	34.03	33.91	35.57	35.80
6-Mendre-H	115.77	115.44	113.43	111.65	112.61	113.52	113.89	113.17	113.18	112.92	112.85	113.69	112.02	120.11	122.98
6-MiniChan-H	64.49	65.27	66.34	66.33	66.24	66.43	66.32	66.41	66.41	66.30	66.46	66.42	66.40	66.36	66.35
6-OjoAgua-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-P.Ancho-H	30.67	31.82	31.65	31.63	32.47	31.75	32.16	31.76	31.78	31.56	31.86	31.47	31.63	32.99	33.90
6-Pando-H	0.00	0.00	201.26	200.07	205.96	201.59	204.01	200.76	199.00	199.89	201.16	199.27	198.22	218.11	224.35
6-Pedrega2-H	49.87	51.22	49.65	50.15	50.37	49.80	50.58	50.23	49.71	49.39	49.86	49.92	49.30	52.90	53.83
6-Pedregal-H	97.53	99.44	96.94	97.04	96.76	97.15	98.93	97.48	95.35	97.55	96.66	97.43	92.66	103.97	107.70
6-Perlas.N-H	65.89	68.84	70.25	70.34	70.42	70.14	70.76	70.56	70.16	69.13	69.88	70.36	69.40	73.09	73.70
6-Perlas.S-H	66.34	66.31	67.54	67.49	67.55	67.21	67.90	67.60	67.31	66.42	67.01	67.34	66.85	69.71	69.92
6-Planeta2-H	35.44	56.75	56.78	56.65	56.60	56.56	56.85	56.88	56.57	56.16	56.42	56.55	55.88	61.51	61.77
6-Planetas-H	26.89	26.71	26.67	26.50	26.46	26.61	26.79	26.52	26.35	26.40	26.46	26.36	26.10	28.50	28.90
6-Prudenci-H	267.27	276.61	276.51	274.58	275.82	276.32	279.02	276.08	275.24	273.62	273.50	274.45	276.33	296.67	298.24
6-RP-490-H	61.55	63.75	63.32	63.17	63.81	63.23	63.45	62.82	63.12	64.17	64.07	63.46	61.20	67.89	69.06
6-RPiedraC-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-S.Andres-H	0.00	2.14	10.16	10.21	10.04	10.14	10.18	10.30	10.21	10.03	10.35	10.15	10.12	10.86	11.06
6-Salsipue-H	75.68	75.09	73.68	72.06	72.63	72.53	72.41	72.69	72.06	71.80	72.26	73.18	71.82	77.56	80.88
6-SAndres2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.99	56.18	56.49	56.68	56.24	56.32	59.23
6-SBartG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-SBartolo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Sindigo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.07
Diésel	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	1398.33	313.79	62.50	5.55	17.22	22.68	48.21	56.42	103.89	7.05	51.27	70.00	0.01	1.77	6.20
Carbón	298.50	205.91	183.66	187.77	211.84	250.17	252.71	286.35	335.97	332.48	376.30	403.23	401.53	409.13	411.19
GNL	0.00	1149.54	1811.73	3051.56	3396.01	3333.44	3386.62	3581.24	3819.39	3400.14	4349.86	5243.83	6644.76	7110.19	7682.66
Solar	258.74	308.84	308.84	308.84	456.03	456.03	456.03	852.62	903.58	903.58	903.58	903.58	935.73	935.73	1,371.75
Eólico	587.60	592.43	783.94	788.82	798.88	788.51	1,054.32	1,036.44	1,039.58	1,433.01	1,439.73	1,438.10	1,472.93	1,815.88	1,832.82
Metano	36.66	62.61	60.13	62.88	62.38	62.64	62.17	63.02	63.30	62.42	63.49	63.41	63.20	63.58	63.58
Oferta ACP	98.70	109.00	80.72	61.53	53.22	58.11	54.93	49.84	47.04	41.71	39.79	33.92	28.67	27.96	25.74
Total Hidro	7,599.27	7,949.89	8,238.88	8,408.32	8,436.86	8,466.68	8,621.22	8,591.80	8,635.40	8,602.11	8,555.06	8,627.17	8,616.25	9,049.25	9,363.89
Total Termico	1,697.05	1,669.24	2,057.88	3,244.87	3,625.08	3,606.29	3,687.54	3,924.00	4,259.24	3,739.67	4,777.43	5,717.06	7,046.29	7,521.08	8,100.05
Total Ren no Conv	883.00	963.88	1,152.91	1,160.53	1,317.29	1,307.18	1,572.53	1,952.08	2,006.46	2,399.01	2,406.80	2,405.09	2,471.86	2,815.19	3,268.14
Oferta ACP	98.70	109.00	80.72	61.53	53.22	58.11	54.93	49.84	47.04	41.71	39.79	33.92	28.67	27.96	25.74
Total Gen	**10,278.02**	**10,692.02**	**11,530.40**	**12,875.25**	**13,432.45**	**13,438.26**	**13,936.22**	**14,517.73**	**14,948.14**	**14,782.50**	**15,779.08**	**16,783.25**	**18,163.07**	**19,413.48**	**20,757.82**
Exportaciones	87.55	398.10	889.41	1,221.25	1,333.90	900.14	915.75	845.80	593.28	209.72	163.42	173.20	307.99	322.82	367.93
Importaciones	195.82	233.99	522.15	126.30	482.17	761.77	917.86	1,069.50	1,244.40	1,973.10	1,860.30	1,875.60	1,764.80	1,686.20	1,612.60
Demanda	**10,592.83**	**11,268.63**	**11,970.16**	**12,699.27**	**13,427.10**	**14,142.80**	**14,947.90**	**15,802.30**	**16,680.20**	**17,594.20**	**18,564.80**	**19,591.80**	**20,715.60**	**21,899.50**	**23,148.10**
Deficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Perdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 4

Salidas del Escenario Alternativo:

Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas

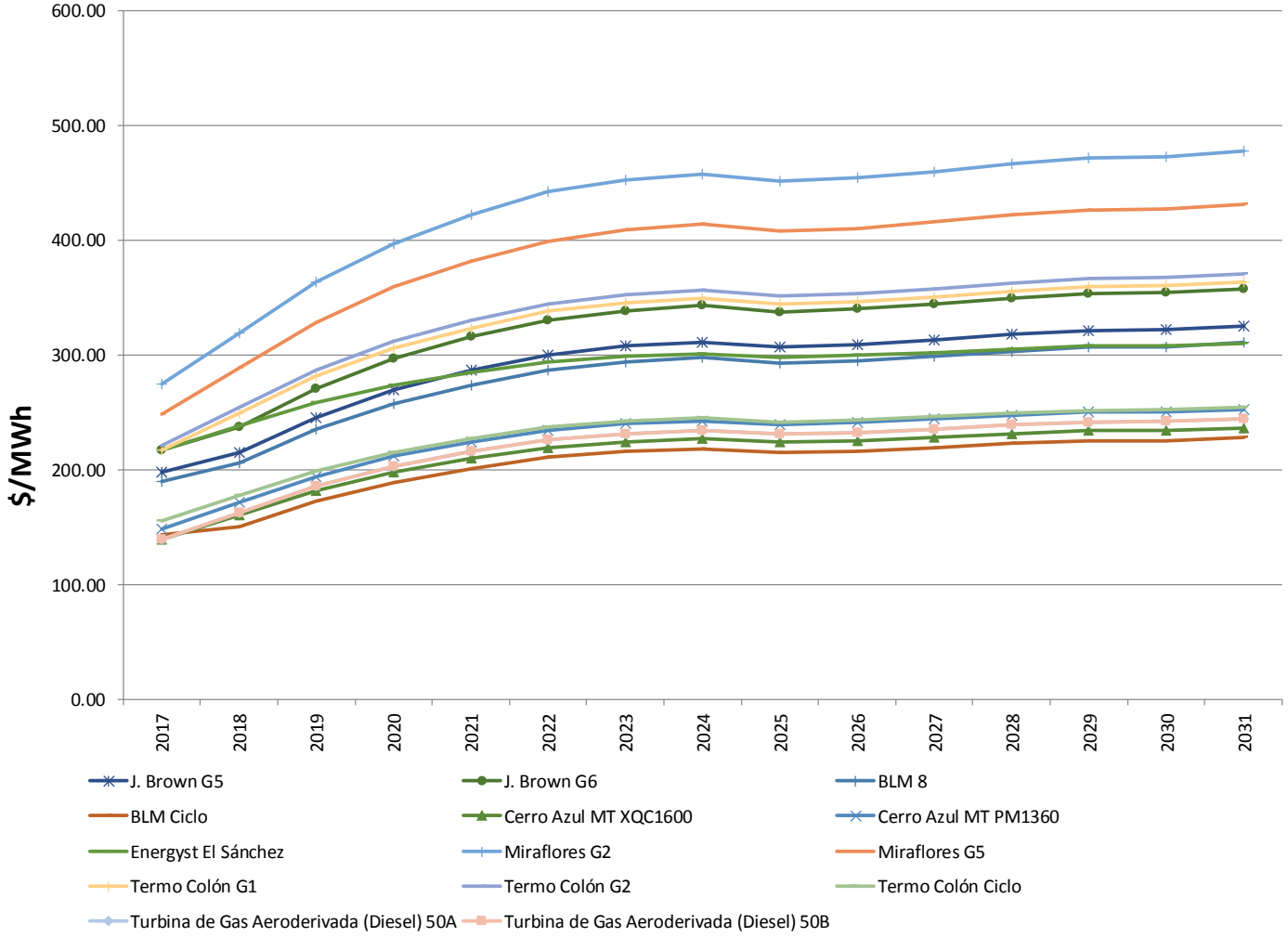
Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Gráfico N° A4.1 Sistema de Generación Existente - Costos Operativos

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87	83.5
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	56.14
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34	33.38
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33	33.22
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33	33.22
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50	48.5
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50	48.5
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Vapor	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50	48.5
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	96	96
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.344	53.55
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	15.48	15.24
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	34.92	34.28
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9	9.7
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18	17.55
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G8	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18	17.06
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.806	38.95
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.806	38.95
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	72	72
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.8	55.08
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55	53.2
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	Motor de Media Velocidad	2	Bunker C (No. 6 fuel oil)	9.8	9.44
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil)	27.5	26.6
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	49.5	48
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	23	Diesel (No. 2 fuel oil)	39.33	39.33
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT PM1360	Motor de Media Velocidad	4	Diesel (No. 2 fuel oil)	4.92	4.92
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad	3	Gas Metano (Lixiviado de residuos sólidos urbanos)	8.151	7.66
				Σ	1155.51	1132.48

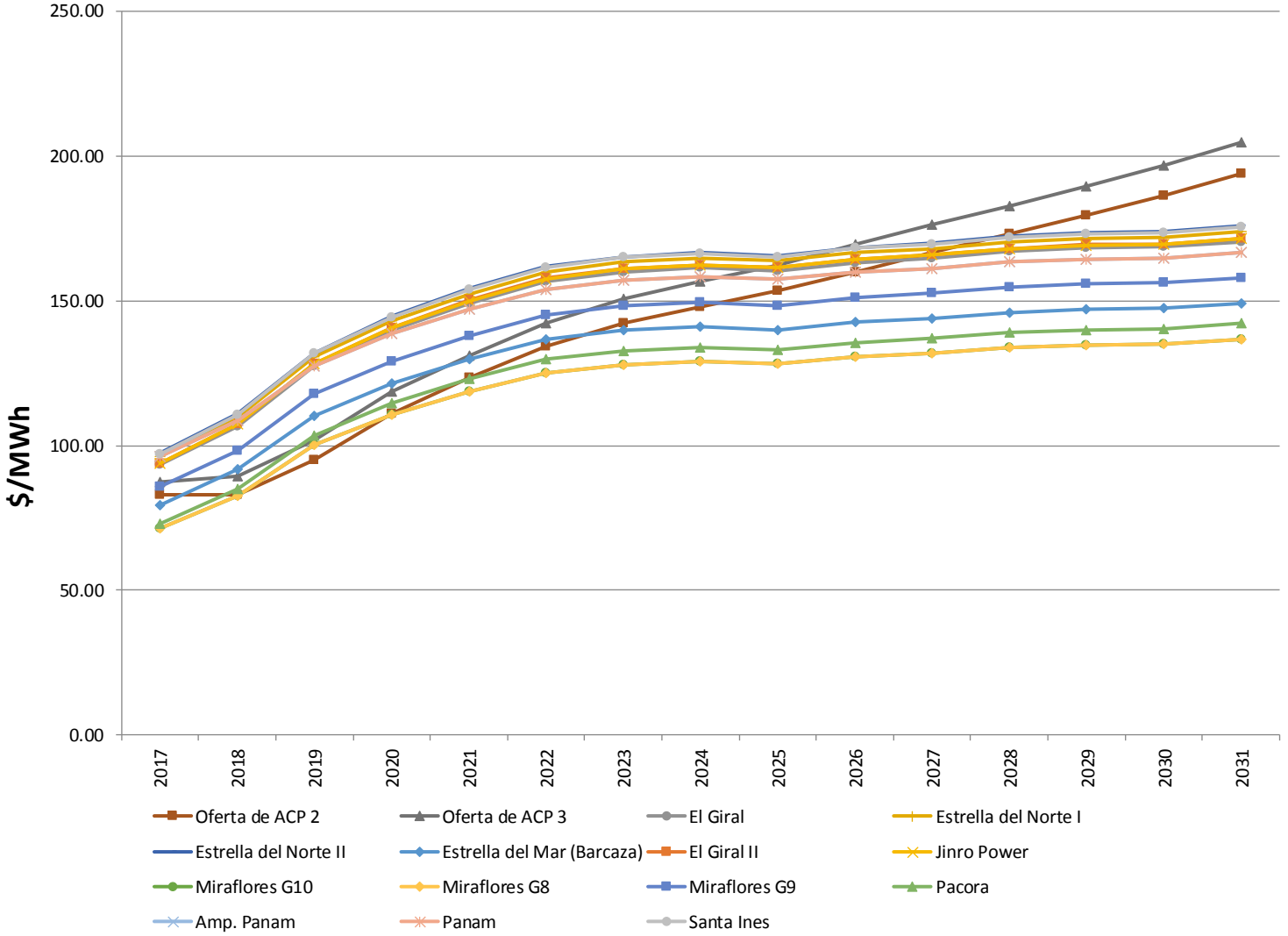
Referencia: Información de Agentes Panamá - mayo 2017.

Gráfico N° A4.2: Costo Variable de Producción Plantas de Diésel Plan Indicativo de Generación 2017-2031



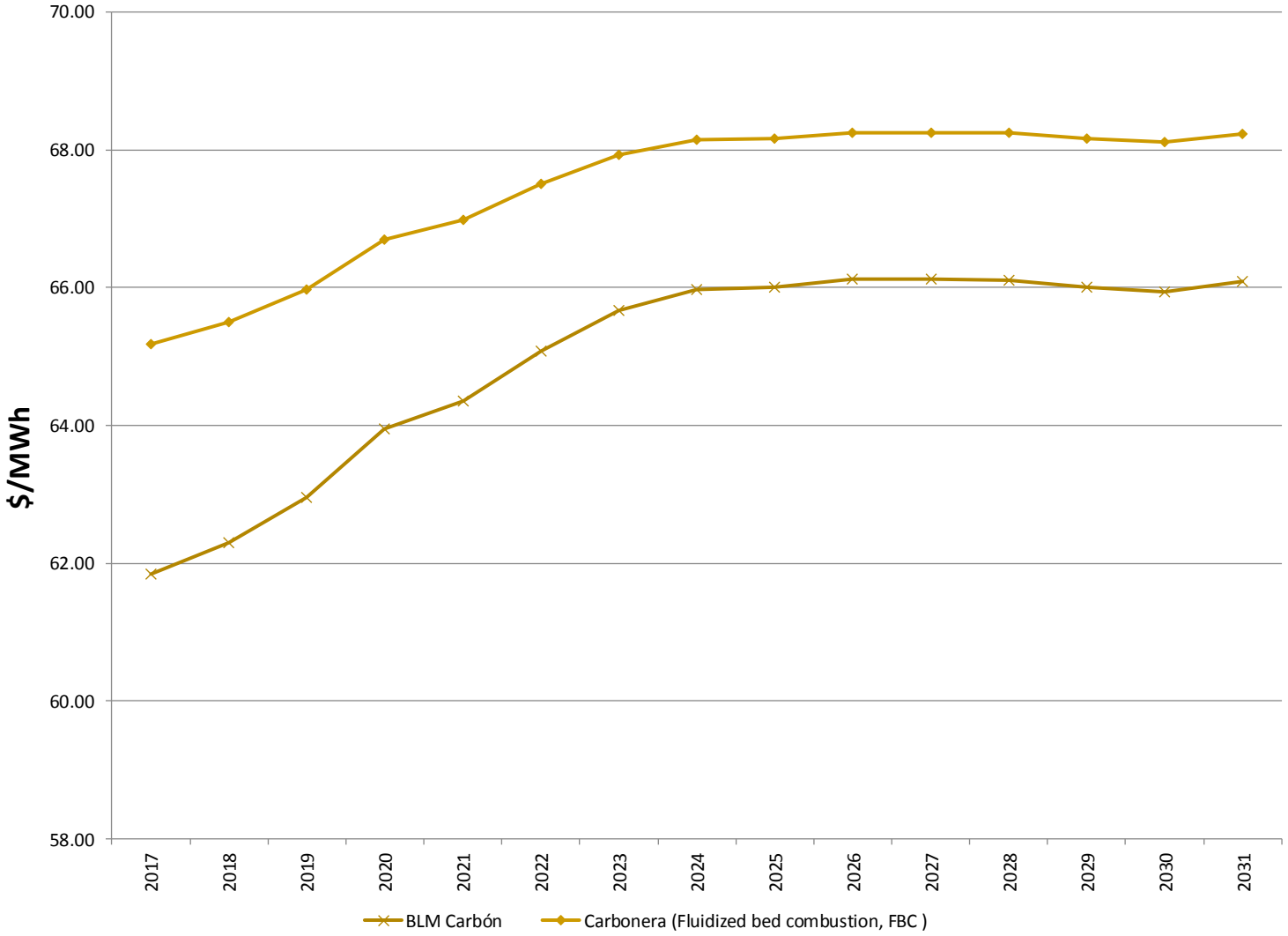
Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2017

Gráfico N° A4.3: Costo Variable de Producción Plantas de Bunker C Plan Indicativo de Generación 2017-2031



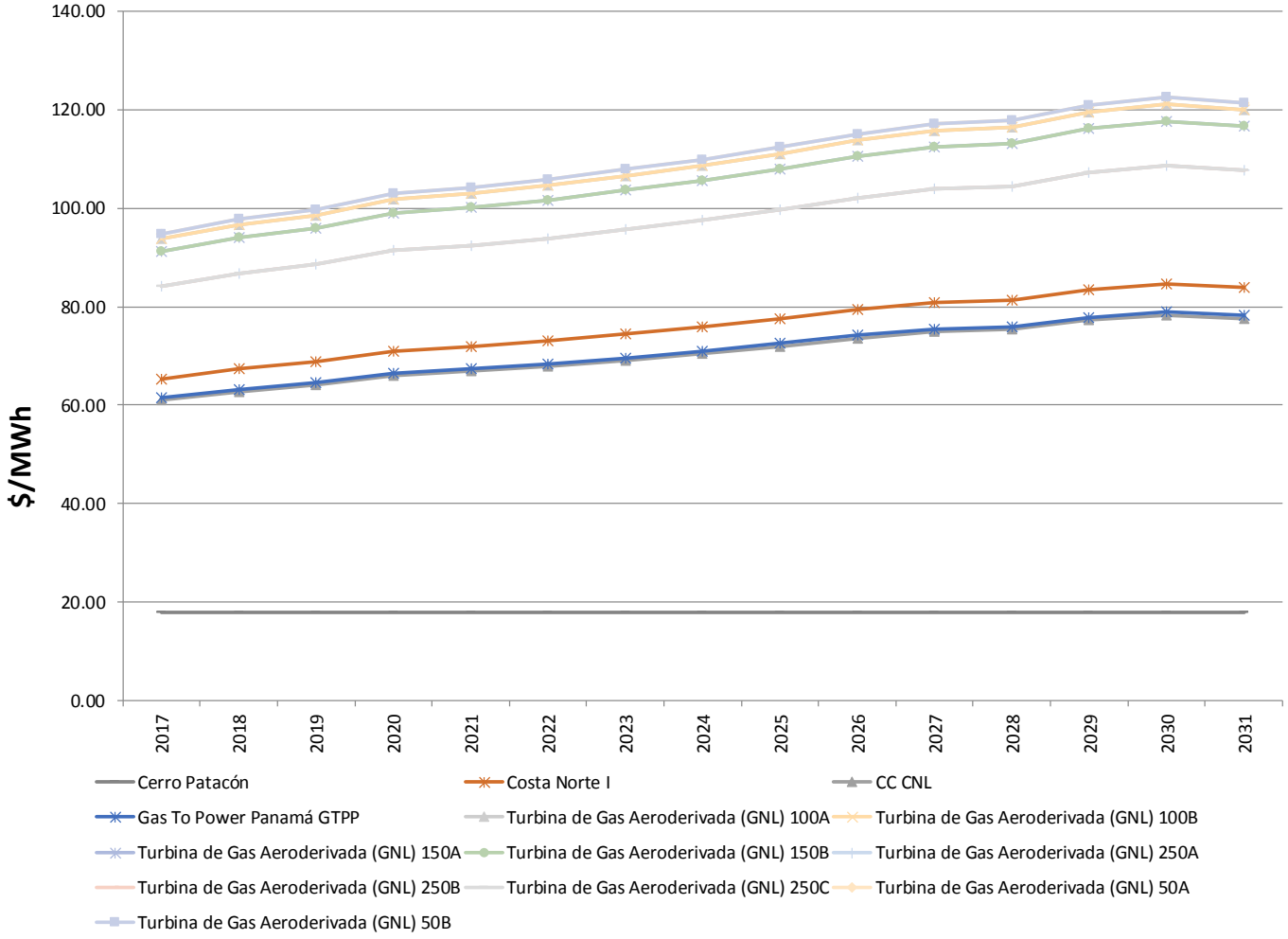
Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2017

Gráfico N° A4.4: Costo Variable de Producción Plantas de Carbón Plan Indicativo de Generación 2017-2031



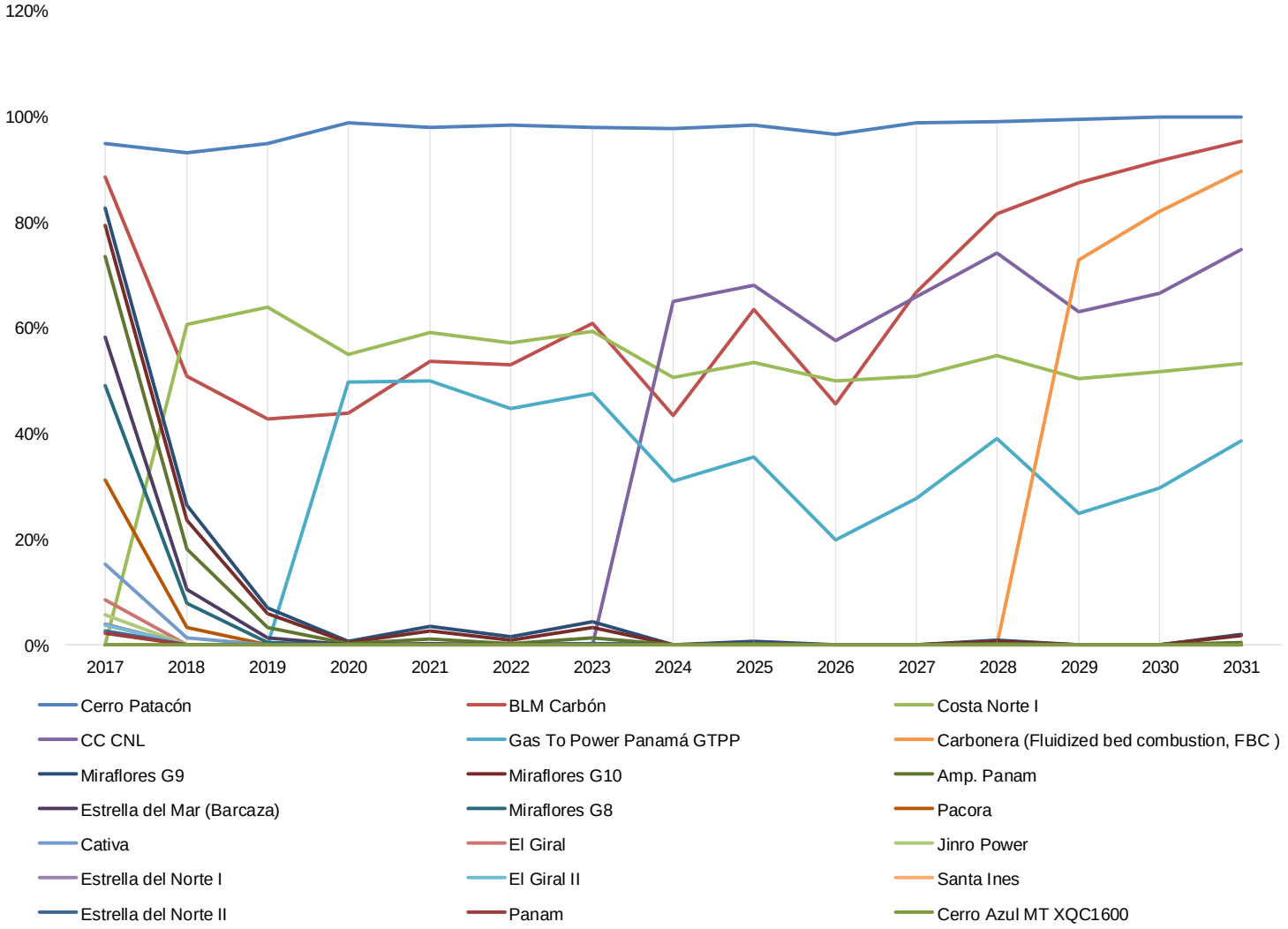
Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2017

Gráfico N° A4.5: Costo Variable de Producción Plantas de Gas Natural y Gas Metano Plan Indicativo de Generación 2017-2031



Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2017

Gráfico N° A4.6: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Escenario de Referencia



Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2017

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 5

"Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017"

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

SECRETARÍA NACIONAL
DE ENERGÍA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

6 de enero de 2017
Nota SNE No. 011-17

Ingeniero
Iván Barría
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Barría:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017".

Con las muestra de mi más alta consideración y estima, quedo de usted.

Atentamente,

Victor Carlos Urrutia
Secretaría de Energía

c.: Lic. Roberto Meana, Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos

SECRETARIA NACIONAL
DE ENERGIA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios

para la Revisión del Plan de Expansión

del Sistema Interconectado Nacional

2017

I. Referencias Legales

A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 "Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad"

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. ***Criterios.***

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. ***Preparación de los planes de expansión.***

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes

necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad"

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. ***Elaboración del Plan de Expansión.***

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. ***Plan de Expansión.***

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 3. ***Metodología para el cálculo de la potencia firme.***

La potencia firme de cada unidad generadora, para propósitos de planificación y de evaluación de ofertas para la venta de energía, se calculará de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Operación.

Artículo 4. ***Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.***

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la

información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011 "Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones"

Artículo 1.

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

Artículo 6.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

…

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.

8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

…

Artículo 11.
La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

…

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

…

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a

su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

"La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada."

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por el MiAmbiente, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2014, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2 500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, "Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.", y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, “el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión”.

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 97: “Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos”.

Artículo 99: “El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de CENS = 1 850 $/MWh. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen”.

Informe de Capacidad Máxima de Generación: En concordancia con el Artículo 13 de la Ley 44 de 5 de abril de 2011, “que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad” y con el Artículo 12 de la Ley 37 de 13 de junio de 2013, “que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares”, deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1 850 $/MWh, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todos los tipos de proyecto, tanto térmicos como renovables, de manera que, en primera instancia, se tenga seguridad de suministro, y luego que esta sea al menor costo posible; procurando:

    a. Considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel

mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.

2. Pronóstico de Precios de los Combustibles

a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:

- Un escenario de precios base en torno a los 53,50 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

- Un escenario de precios altos en torno a los 64,20 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 53,50 y 64,20 US$/barril respectivamente más US$ 6,00/barril por transporte.

c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:

- Un escenario de precios base en torno a los 3,55 US$/$10^6$ BTU, más 5,75 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 4,26 US$/$10^6$ BTU, más 5,75 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios "Henry Hub".

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 49,89 US$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 59,87 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base

- Crudo Brent publicados por Platts	53,50 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,30 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	53,13 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,03 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59,73 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	60,64 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	64,20 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10,01 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	62,56 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	94,83 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70,48 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	70,62 US$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE .

e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

"Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they ***should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives."***

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

3. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su

construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.

- **Proyectos fijos** son aquellos que:

  - Inician su operación dentro del periodo fijo y ya han obtenido todos los permisos requeridos que les permitan iniciar construcción; lo cual incluye la concesión de generación y, en el caso de las licencias, haber consignado la fianza de construcción.

  - O se encuentran efectivamente en construcción y entren en operación comercial en el período definido.

- **Proyectos candidatos** son aquellos que:

  - Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

- O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O, en el caso de centrales renovables, que tengan vigente la licencia o concesión provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo - 2017					
Proyecto	**Capacidad Instalada (MW)**				
	Hidro	**Eólica**	**Solar**	**Termo**	**Total**
Don Félix - Fase 2			7.99		**81.34**
El Espinal			8.50		
La Mata			10.00		
Los Planetas 2	8.88				
Milton Solar			9.99		
Pocrí			16.00		
Sol Real			9.99		
Vista Alegre			9.99		
Totales	**8.88**	**0.00**	**72.46**	**0.00**	

Plan de Corto Plazo - 2018					
Proyecto	**Capacidad Instalada (MW)**				
	Hidro	**Eólica**	**Solar**	**Termo**	**Total**
Costa Norte				381.00	**526.52**
El Sanchez Energy				44.63	
Estrella Solar			5.00		
Jaguito Solar			9.99		
Pana Solar			9.90		
San Andrés	10.00				
UEP Penonomé 2		66.00			
Totales	**10.00**	**66.00**	**24.89**	**425.63**	

Plan de Corto Plazo - 2019					
Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
	Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
Chuspa	10.00				**154.64**
Colorado	6.74				
Pando	32.90				
Toabré - Fase 1		105.00			
Totales	**49.64**	**105.00**	**0.00**	**0.00**	

Plan de Corto Plazo - 2020					
Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
	Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
Burica	60.00				**422.89**
Chiriquí	7.92				
Gas to Power Panama				350.00	
La Huaca	4.97				
Totales	**72.89**	**0.00**	**0.00**	**350.00**	

2. Escenarios a Analizar:

(a) Un escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.

- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.

- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2021.

- Considerar fuentes Mareomotriz, Turba y Otras a partir del año 2025.

- Este es un escenario tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente por las pautas presentadas

en los datos históricos. Es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.

(b) Un escenario renovable-térmico igual al (a), donde se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente.

(c) Un escenario renovable-térmico que combine (a) y (b), donde se tomen en consideración diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían las matriz eléctrica de generación de manera óptima.

OBSERVACIONES:

i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

ii. Los escenarios son cónsonos con el Plan Energético Nacional 2015-2050 que realiza la Secretaría Nacional de Energía.

iii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro), ya sea por la costa atlántica ó pacifica, que debe estar lista

con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC ha sido ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENEL de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1,800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Con la puesta en servicio del tramo Parrita – Palmar Norte en Costa Rica, el día 29 de septiembre de 2014, se completó la construcción y entrada en operación comercial de toda la línea SIEPAC y sus respectivas subestaciones. Los intercambios de energía a nivel regional en el año 2016 fueron de 1,947 Gwh, representando un incremento de 42 % respecto al año 2015 que fueron de 1,368 Gwh.

A nivel de regulación, a partir del 1 de junio del 2013 entró en vigencia la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), bajo el Reglamento del MER (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC). En el año 2015 se implementaron los contratos regionales con prioridad de suministro y los derechos firmes.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:

Objetivo

La estrategia de la Región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y sustentable de la región; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como los de la Comunidad Andina vienen realizado importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultados de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, la cual representa la integración de Centroamérica con la Comunidad Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen trabajando conjuntamente en la viabilización de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. Los resultados de los estudios y análisis desarrollados animaron a estas dos compañías a constituir en Panamá la

compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), con una participación de 50% ETESA y 50% ISA. Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ICP ha venido desarrollando durante los últimos años diferentes actividades y estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, incluyendo la ingeniería básica, los estudios ambientales básicos para la definición de alternativas, los análisis de viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

Descripción

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC) (ya madura en el mundo, pero nueva en la región), lo cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Estado actual y estudios por ejecutar

El Gobierno de Panamá priorizó como solución para el proyecto un corredor ambiental a través de las Comarcas Guna Yala y Kuna Wargandí, y ha planteado a las autoridades de estas comarcas su interés en apoyar la construcción de la carretera Mortí-Mulatupu (que atravesaría ambas comarcas) para fijar en esa vía la ruta de la línea de interconexión eléctrica con Colombia.

La prioridad actual del proyecto es la viabilización del corredor ambiental propuesto, el cual debe contar con el aval de las comarcas indígenas. En particular, se requieren aprobaciones para ejecutar los estudios técnicos y ambientales en su territorio, las cuales deben ser obtenidas a través de sus instancias tradicionales de decisión (Congresos Generales), respetando sus tiempos y autoridades.

Figura 1. Trazado Previsto de la Interconexión
Entre Panamá II y Cerromatoso

En la Figura 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto se haría la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se haría una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Si bien se han venido desarrollando actividades complementarias de pre diseño, sólo será posible iniciar la ejecución del Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), la inspección marina y el diseño detallado de la línea en los dos países cuando se cuente con la aprobación del corredor ambiental en Panamá (previa autorización de las Comarcas Indígenas).

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los

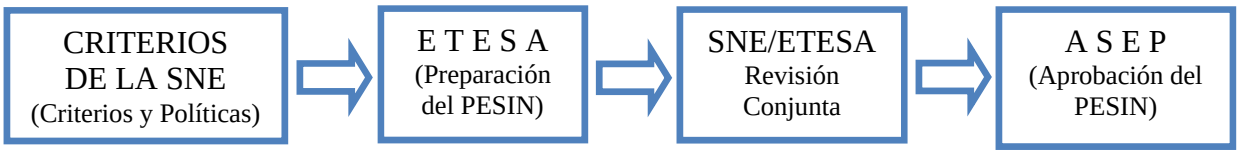
próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



REFERENCIAS

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
  Reglamentación - Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
  Reglamentación - Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 37 de 10 de junio de 2013.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
  Reglamentación - Decreto Ejecutivo 398 de 19 de junio de 2013.
- Resolución de Gabinete 34 de 29 de marzo de 2016.
- Resolución de Gabinete 3142 de 17 de noviembre de 2016.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Resoluciones de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión
  [aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)].
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2015
  de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC
  (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia de 28 de abril de 2003.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1 de agosto de 2008.
- Acuerdo de 25 de julio de 2014 entre SE Juan Carlos Varela Rodríguez, presidente de la República de Panamá, y SE Juan Manuel Santos Calderón, presidente de la República de Colombia, que reactiva el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre ambos países.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Publicaciones Platts y MARKET DATA.

Nota: Se incluyen las modificaciones de los textos legales a que se hace referencia.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 6

Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

OptGen

Manual de Metodología

VERSIÓN 7.2

PSR

Tabla de Contenido

1 Introducción 1

2 Descripción del Problema de Expansión 2

2.1 Objetivo 2

2.2 Formulación simplificada del problema 2

3 Estrategia de Solución 5

3.1 Planteamiento del problema 5

3.2 Características de la función $\boldsymbol{wx}$ 6

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado 8

3.4 Algoritmo de descomposición 8

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo 9

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión 10

3.7 Aplicación al problema de planeamiento de la expansión 10

4 Criterio de Valor Esperado 13

5 Detalles de la formulación del problema 15

5.1 Problema de Inversión 15

5.2 Problema de operación 18

6 Características adicionales del modelo 21

6.1 Costo de Inversión 21

6.2 Costo operativo 22

6.3 Referencia de costo marginal 23

6.1 Costo promedio de largo plazo 23

6.2 Costo marginal de largo plazo 23

1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta la descripción de la metodología asociada al modelo OptGen, herramienta computacional para la planificación de la expansión de la generación y transporte de sistemas de energía.

En el capítulo 2 se plantea el problema de expansión. En el capítulo 3 se presenta la teoría de la metodología de solución utilizada, basada en la técnica de descomposición. A continuación, en el capítulo 4, se extienden los conceptos de la metodología para el caso estocástico. El capítulo 5 presenta la formulación detallada de los problemas de inversión y operación y, por último, en el capítulo 6, se describen algunos aspectos adicionales del modelo.

En este documento las variables de cada ecuación son descriptas en tablas con tres columnas:

Nombre	Descripción	Unidad
ej. $x_t(i)$	ej. decisión de inversión del proyecto i en etapa t	%

2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE EXPANSIÓN

2.1 Objetivo

El proceso de planificación de la expansión tiene como objetivo seleccionar, a lo largo de un horizonte de tiempo, las mejores unidades generadoras y rutas de distribución de la energía producida para el suministro de la demanda. Este proceso de decisión origina un problema de optimización de gran porte que busca encontrar, entre todas las alternativas disponibles, la solución más económica que tiene en cuenta las incertidumbres del sistema y satisface las restricciones del problema.

El objetivo del modelo Optgen es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo para la construcción de nuevos generadores, líneas de interconexión entre sistemas, fuentes de producción de gas y gasoductos. El algoritmo para la determinación del plan de expansión óptimo, por lo tanto, realiza un análisis de compromiso entre el costo total de inversión y el valor esperado del costo total de operación para cada alternativa.

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta las fuentes de incertidumbres (hidrológicas, disponibilidad, etc) y está sujeto a restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

Para evaluación del costo de inversión también se representan restricciones tales como fechas mínimas y máximas para la tomada de decisión de los proyectos, precedencia entre los proyectos, los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente exclusivos y restricciones de energía o potencia firme.

2.2 Formulación simplificada del problema

El problema de planificación de la expansión de un sistema de energía se plantea como un problema de programación matemática, expreso de manera simplificada por la formulación a continuación. Se supone, por simplicidad, que todos los generadores son proyectos candidatos a la expansión:

2.2.1 Nomenclatura

2.2.1.1 Conjuntos

T	conjunto de periodos de tiempo
I	conjunto de generadores

2.2.1.2 Parámetros

$ci_{t,i}$	costo de inversión del proyecto i en etapa t	M$

$co_{t,i}$	costo de operación del generador i en etapa t	M$
d_t	demanda en etapa t	MWh
$\overline{g}_i$	producción máxima del generador i	MWh

2.2.1.3 *Variables*

$x_{t,i}$	decisión de inversión del proyecto i en etapa t	p.u.
$g_{t,i}$	producción del generador i en etapa t	MWh

2.2.2 Función objetivo

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (ci_{t,i} \cdot x_{t,i} + co_{t,i} \cdot g_{t,i}) \tag{2.1}$$

2.2.3 Restricciones

2.2.3.1 *Suministro de la demanda*

$$\sum_{i \in I} g_{t,i} = d_t \qquad \forall t \in T$$

2.2.3.2 *Límites operativos*

$$g_{t,i} - \overline{g}_i \cdot x_{t,i} \leq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I$$

2.2.3.3 *Integralidad de la decisión*

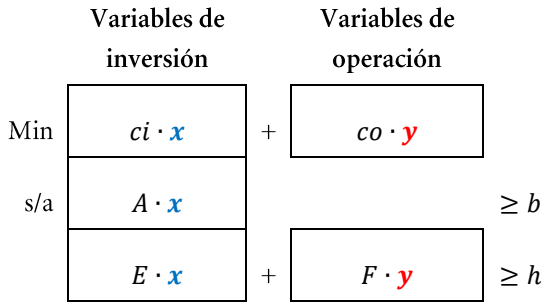
$$x_{t,i} \in \{0,1\} \qquad \forall t \in T, \forall i \in I$$

2.2.3.4 *Unicidad de la decisión*

$$\sum_{t \in T} x_{t,i} \leq 1 \qquad \forall i \in I$$

2.2.4 Estructura en bloques

Como se puede observar, este problema tiene una estructura de bloques que sugiere el uso de técnicas de descomposición.



En el modelo OptGen se aplica el algoritmo de descomposición de Benders que se explica en el capítulo a continuación.

3 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN

3.1 Planteamiento del problema

El problema de expansión de un sistema de energía presentado en el capítulo anterior se puede plantear de la siguiente manera:

$$\text{Min} \quad z(\boldsymbol{x}) = c(\boldsymbol{x}) + w(\boldsymbol{x}) \tag{3.1}$$

$$\text{s/a} \quad \boldsymbol{x} \in X$$

Donde X representa el conjunto de las decisiones de inversión factibles, esto es, las que atienden a las restricciones $A \cdot \boldsymbol{x} \geq b$. Las funciones $c(\boldsymbol{x})$ y $w(\boldsymbol{x})$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión $\boldsymbol{x}$.

El proceso de optimización se ilustra en la Figura 3.1.

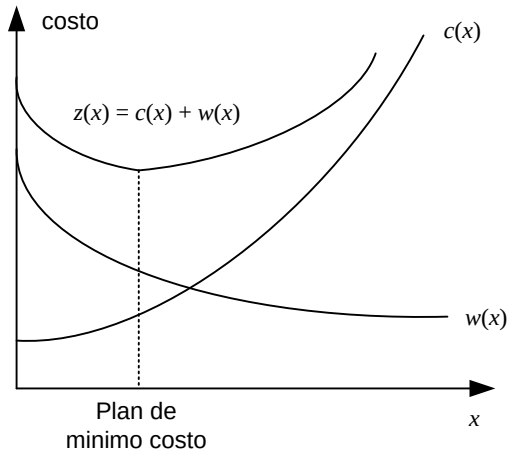


Figura 3.1 - Proceso de Optimización de la Expansión

Se observa que la función de costo de inversión $c(\boldsymbol{x})$ es conocida, mientras la función operativa $w(\boldsymbol{x})$ se representa de manera indirecta como la solución del problema operativo.

$$w(\boldsymbol{x}) = \text{Min} \quad co \cdot \boldsymbol{y} \tag{3.2}$$

$$\text{s/a} \quad F \cdot \boldsymbol{y} \geq h - E \cdot \boldsymbol{x}$$

$$\boldsymbol{y} \geq 0$$

La metodología de solución adoptada en el Optgen, conocida como descomposición de Benders, construye la función $w(\boldsymbol{x})$ a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión (3.1) y del problema operativo (3.2). La Figura 3.2 ilustra este proceso iterativo.

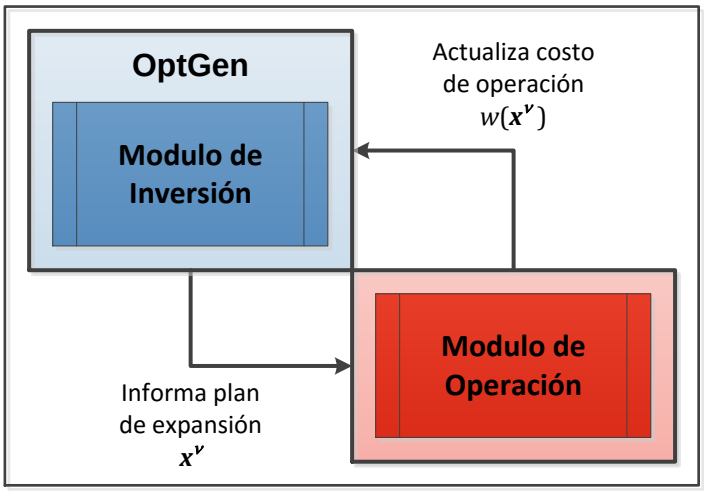


Figura 3.2 –Descomposición del Problema de la Expansión

En esta figura se observa que la descomposición de los problemas de inversión y operación permite la utilización de módulos independientes para la solución de cada problema. Actualmente, el modelo OptGen trabaja con dos alternativas, como muestra la Figura 3.3:

- **OptGen Light**: utiliza un módulo de operación simplificado interno del modelo OptGen;
- **OptGen-SDDP**: utiliza el modelo SDDP como módulo de operación integrado al módulo de inversión del modelo OptGen.

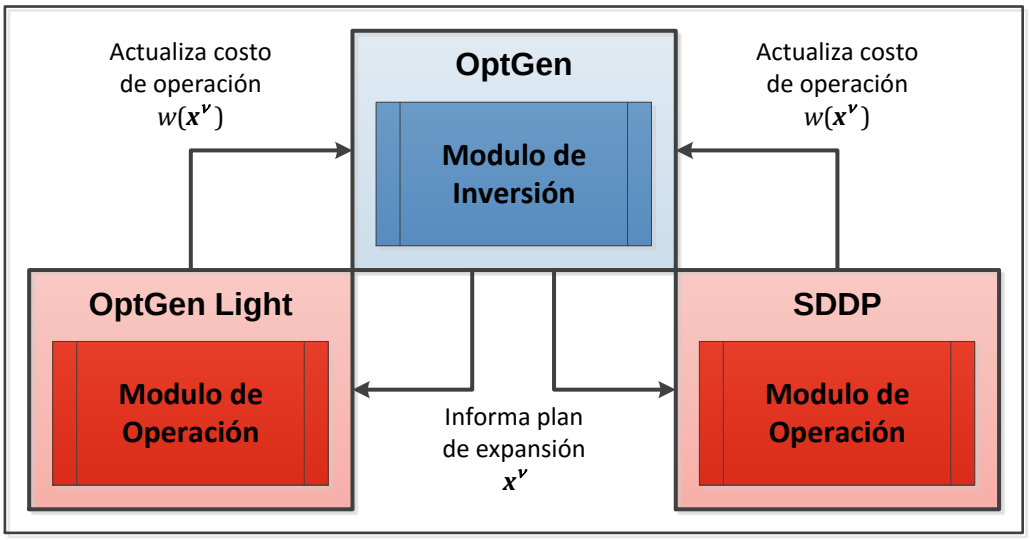


Figura 3.3 –Alternativas de Solución del Problema de Operación

3.2 Características de la función $w(x)$

El problema (3.2) es un modelo de optimización de programación lineal (LP). De la teoría LP, el Dual se formula como:

$$
\begin{aligned}
w(\boldsymbol{x}) = \text{Max} \quad & \boldsymbol{\pi} \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}) \\
\text{s/a} \quad & \boldsymbol{\pi} \cdot F \leq co \\
& \boldsymbol{\pi} \geq 0
\end{aligned}
\tag{3.3}
$$

De la teoría de programación lineal se puede afirmar que las soluciones óptimas del problema dual (3.3) y del problema operativo (3.2), conocido como primal, tienen el mismo valor. Además, las variables duales $\boldsymbol{\pi}$ corresponden al vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (3.2) en la solución óptima.

Sea $\Pi = \{\pi^i, i = 1, \ldots, r\}$el conjunto de soluciones básicas viables del problema dual (3.3). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión $\boldsymbol{x}$. Por lo tanto, se podría obtener la solución óptima del dual por enumeración:

$$
w(\boldsymbol{x}) = \text{Max} \quad \{\pi^i \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}), \pi^i \in \Pi\} \tag{3.4}
$$

El problema (3.4) puede ser escrito de manera equivalente como

$$
\begin{aligned}
w(\boldsymbol{x}) = \text{Min} \quad & \boldsymbol{\alpha} \\
\text{s/a} \quad & \boldsymbol{\alpha} \geq \pi^1 \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}) \\
& \boldsymbol{\alpha} \geq \pi^2 \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}) \\
& \ldots \\
& \boldsymbol{\alpha} \geq \pi^r \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x})
\end{aligned}
\tag{3.5}
$$

donde $\boldsymbol{\alpha}$ es una variable escalar no restricta (positiva o negativa). En efecto, dado que $\boldsymbol{\alpha}$ debe exceder cada una de las restricciones $\boldsymbol{\alpha} \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x})$, debe en particular exceder el máximo de estos valores. Como el objetivo es minimizar $\boldsymbol{\alpha}$, resulta que esta será igual a $Max\{\pi^i \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x})\}$. Así queda demostrada la equivalencia con la formulación (3.4).

La ventaja de la formulación (3.5) es que caracteriza la función $w(\boldsymbol{x})$ como siendo una función lineal por partes, como se ilustra en la Figura 3.4:

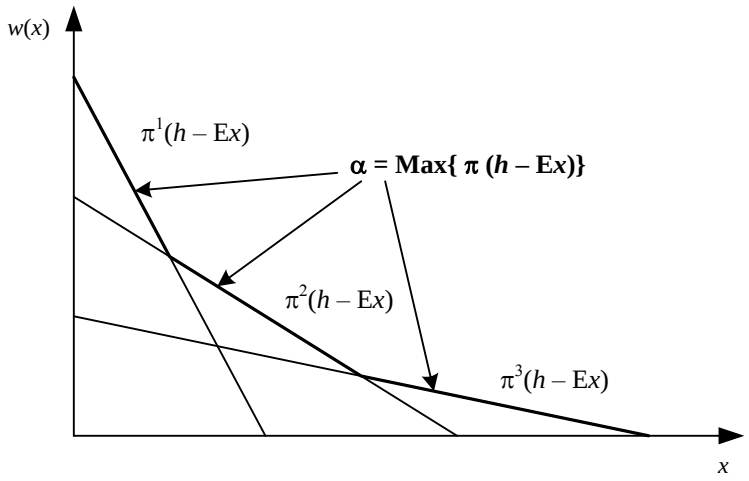


Figura 3.4 - Gráfico de la función *w*(*x*)

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado

Substituyendo la expresión (3.5) en el problema de expansión (3.1), se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{\alpha} && (3.6) \\ \text{s/a} \quad & \boldsymbol{\alpha} \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}) \qquad i = 1, \dots, r \\ & \boldsymbol{x} \in X \end{aligned}$$

El número de restricciones $\boldsymbol{\alpha} \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x})$ en el problema (3.6) puede ser muy elevado. Sin embargo, sólo algunas de estas restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad) en la solución óptima; las demás pueden ser relajadas sin afectar la solución.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (3.6) y en la generación de las restricciones $\boldsymbol{\alpha} \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x})$ a partir de la solución del problema operativo (3.2).

3.4 Algoritmo de descomposición

1. Inicialice: número de iteraciones $\nu = 0$; límite superior $\overline{z} = +\infty$; tolerancia para convergencia ξ (dato de entrada)
2. Actualice el número de iteraciones $\nu = \nu + 1$ y resuelva el problema aproximado de inversión:

$$\begin{aligned} z = \text{Min} \quad & ci \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{\alpha} && (3.7) \\ \text{s/a} \quad & \boldsymbol{\alpha} \geq \pi^\mu \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}) \qquad \mu = 1, \dots, \nu - 1 \\ & \boldsymbol{x} \in X \end{aligned}$$

3. Sea $\{x^v, \alpha^v\}$ la solución óptima de (3.7). Dado que este problema es una relajación del problema original (3.6), su valor óptimo es un límite inferior del óptimo original. Calcule el límite inferior $\underline{z}$:

$$\underline{z} = ci \cdot x^v + \alpha^v \tag{3.8}$$

4. Resuelva el problema operativo:

$$w(x^v) = \text{Min} \quad co \cdot \boldsymbol{y} \tag{3.9}$$

$$\text{s/a} \quad F \cdot \boldsymbol{y} \geq h - E \cdot x^v$$

$$\boldsymbol{y} \geq 0$$

5. Sea y^v la solución óptima de (3.9). El conjunto (x^v, y^v) es una solución factible del problema original (3.6), pero no necesariamente la solución óptima. Dado que el costo de una solución factible es por definición superior al costo de la solución óptima, el valor:

$$\overline{z} = Min\{\overline{z}, ci \cdot x^v + co \cdot y^v\} \tag{3.10}$$

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\overline{z} - \underline{z} \leq \xi$, el problema está resuelto; la solución asociada a $\overline{z}$ es una solución ξ-óptima. En caso contrario, genere la siguiente restricción lineal, conocida como corte de Benders:

$$\boldsymbol{\alpha} \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x}) \tag{3.11}$$

donde π^v es el vector de multiplicadores simplex asociado a las restricciones del problema operativo (3.9), y regrese al paso 2.

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema operativo (3.3) se puede obtener una manera alternativa para escribir los cortes de Benders, como ilustrado a continuación:

$$w(x^v) = \pi^v \cdot (h - E \cdot x^v) \tag{3.12}$$

De donde se tiene una expresión para $\pi^v \cdot h$:

$$\pi^v \cdot h = w(x^v) + \pi^v \cdot E \cdot x^v \tag{3.13}$$

Substituyendo (3.13) en la expresión del corte de Benders $\boldsymbol{\alpha} \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot \boldsymbol{x})$, se obtiene:

$$\boldsymbol{\alpha} \geq w(x^v) - \pi^v \cdot E \cdot (\boldsymbol{x} - x^v) \tag{3.14}$$

Se puede llegar a esta expresión alternativa del corte de Benders, mediante otra deducción. Considere la función:

$$H(\boldsymbol{x}) = h - E \cdot \boldsymbol{x} \tag{3.15}$$

que define el lado derecho de las restricciones del problema operativo (3.3). Si π^* es el vector de variables duales asociado a la solución óptima de este problema, entonces se sabe que:

$$\left.\frac{\partial w(\boldsymbol{x})}{\partial H(\boldsymbol{x})}\right|_{x=x^v} = \pi^v \tag{3.16}$$

Utilizando la regla de la cadena, se puede deducir la derivada de $w(\boldsymbol{x})$ con respecto a $\boldsymbol{x}$:

$$\left.\frac{\partial w(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}}\right|_{x=x^v} = \left.\frac{\partial w(\boldsymbol{x})}{\partial H(\boldsymbol{x})} \cdot \frac{\partial H(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}}\right|_{x=x^v} = -\pi^v \cdot E \tag{3.17}$$

Dado que $w(\boldsymbol{x})$ es una función lineal por partes, la expresión (3.17) corresponde a un subgradiente de $w(\boldsymbol{x})$ en el punto $\boldsymbol{x} = x^v$. Por lo tanto, se puede afirmar que:

$$w(\boldsymbol{x}) \geq w(x^v) + \left.\frac{\partial w(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}}\right|_{x=x^v} \cdot (\boldsymbol{x} - x^v) \tag{3.18}$$

Denotando $\boldsymbol{\alpha} = w(\boldsymbol{x})$, resulta la expresión (3.14).

De (3.18), se observa que el corte de Benders se interpreta como una aproximación lineal de la función de costo operativo $w(\boldsymbol{x})$ alrededor del vector de decisiones producido por el problema de inversión (3.7).

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión

Substituyendo (3.14) en el problema de expansión aproximado (3.7), resulta:

$$\begin{aligned} z = \text{Min} \quad & ci \cdot \boldsymbol{x} + \boldsymbol{\alpha} \\ \text{s/a} \quad & \boldsymbol{\alpha} \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu) \cdot (\boldsymbol{x} - x^\mu) \qquad \mu = 1, \ldots, v \\ & \boldsymbol{x} \in X \end{aligned} \tag{3.19}$$

donde $\lambda(x^\mu) = -\pi^\mu \cdot E, \mu = 1, \ldots, v$.

3.7 Aplicación al problema de planeamiento de la expansión

Se presenta a continuación la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de expansión (2.1). Como discutido, el problema operativo se resuelve para cada propuesta de inversión. El corte de Benders se construye a partir del costo óptimo y del vector de multiplicadores simplex del problema operativo. Este corte se añade como una restricción lineal del problema aproximado de inversión, que a su vez produce una nueva propuesta de inversión.

3.7.1 Problema Operativo

Dado un plan de expansión x^v, el problema operativo se plantea como la minimización del costo operativo, sujeto a las restricciones de suministro a la demanda, límites operativos y demás restricciones:

$$w(x^v) = \text{Min} \quad \sum_{t\in T}\sum_{i\in I} co_{t,i} \cdot \boldsymbol{g_{t,i}} \tag{3.20}$$

$$\text{s/a} \quad \sum_{i\in I} \boldsymbol{g_{t,i}} = d_t \qquad \forall t \in T$$

$$\boldsymbol{g_{t,i}} \le \overline{g}_i \cdot x^v_{t,i} \qquad \forall t \in T, \forall i \in I$$

3.7.2 Cálculo del Corte de Benders

En el problema operativo (3.20) solamente las restricciones de límites de generación para los proyectos dependen de las decisiones de inversión x^v. Por facilidad de notación, se rescriben estas restricciones en la forma padrón de la programación lineal:

$$-\boldsymbol{g_{t,i}} \ge -\overline{g}_i \cdot x^v_{t,i} \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \qquad \pi^v_{t,i}$$

Donde $\pi^g_{t,i}$ es variable dual asociada a la restricción en la solución óptima. Aplicando la regla de la cadena, resulta que la derivada asociada a una decisión de inversión $\boldsymbol{x_{t,i}}$ es:

$$\left.\frac{\partial w(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x_{t,i}}}\right|_{\boldsymbol{x}=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v_{\tau,i} \cdot (-\overline{g}_i) = -\overline{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v_{\tau,i} \tag{3.21}$$

Y el corte de Benders se calcula como:

$$\boldsymbol{\alpha} \ge w(x^v) - \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(\overline{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v_{\tau,i}\right) \cdot \left(\boldsymbol{x_{t,i}} - x^v_{t,i}\right) \tag{3.22}$$

Agregando los valores conocidos como:

$$rhs^v = w(x^v) + \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(\overline{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v_{\tau,i}\right) \cdot x^v_{t,i} \tag{3.23}$$

y pasando las variables para el lado izquierdo, resulta:

$$\boldsymbol{\alpha} + \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(\overline{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v_{\tau,i}\right) \cdot \boldsymbol{x_{t,i}} \ge rhs^v \tag{3.24}$$

3.7.3 Problema aproximado de expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión de los proyectos más el valor aproximado del costo operativo $\boldsymbol{\alpha}$, sujeto a las restricciones de integralidad y unicidad de los proyectos y demás restricciones. A cada itera-

ción del algoritmo de descomposición se añade una nueva restricción a este problema, calculada a partir del problema operativo.

El problema aproximado para la ν-ésima iteración se plantea como:

$$\text{Min} \quad \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(ci_{t,i}\cdot \boldsymbol{x_{t,i}} + \boldsymbol{\alpha}\right) \tag{3.25}$$

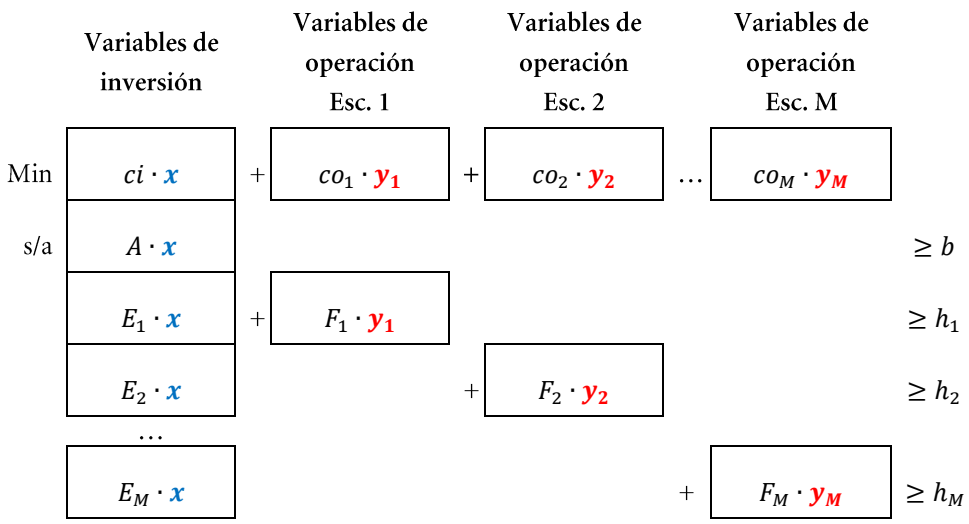
$$\text{s/a} \quad \boldsymbol{x_{t,i}} \in \{0,1\} \qquad \forall t \in T, \forall i \in I$$

$$\sum_{t\in T} \boldsymbol{x_{t,i}} \leq 1 \qquad \forall i \in I$$

$$\boldsymbol{\alpha} + \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(\overline{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^{T} \pi_{\tau,i}^{\mu}\right)\cdot \boldsymbol{x_{t,i}} \geq rhs^{\mu} \qquad \mu = 1,\dots,\nu$$

4 CRITERIO DE VALOR ESPERADO

El algoritmo de Benders puede también ser aplicado a problemas de planeamiento con múltiples escenarios. En estos problemas la estructura de bloques se torna todavía más evidente.



La expansión óptima con criterio de valor esperado se plantea como:

$$\text{Min} \quad c(\boldsymbol{x}) + \overline{w}(\boldsymbol{x}) \tag{4.1}$$

$$\text{s/a} \quad \boldsymbol{x} \in X$$

donde $c(\boldsymbol{x})$ y $\overline{w}(\boldsymbol{x})$ son respectivamente el costo de inversión y el costo promedio de operación de la alternativa $\boldsymbol{x}$:

$$\overline{w}(\boldsymbol{x}) = \sum_{m=1}^{M} p_m \cdot w_m(\boldsymbol{x}) \tag{4.2}$$

donde p_m es la probabilidad del escenario m. Dada una decisión x^v, el problema operativo para cada escenario m, con $m = 1, \ldots, M$, se plantea como el siguiente problema de optimización:

$$w_m(x^v) = \text{Min} \quad co_m \cdot \boldsymbol{y_m} \tag{4.3}$$

$$\text{s/a} \quad F_m \cdot \boldsymbol{y_m} \geq h_m - E_m \cdot x^v \qquad \pi_m^v$$

$$\boldsymbol{y_m} \geq 0$$

El corte de Benders asociado a cada problema operativo se obtiene de (4.3):

$$\boldsymbol{\alpha} \geq w_m(x^v) + \lambda_m(x^v) \cdot (\boldsymbol{x} - x^v) \qquad m = 1, \ldots, M$$

donde $\lambda_m(x^v) = -\pi_m^v \cdot E_m$. Como la expresión (4.2) es lineal, el corte de Benders es el promedio de los cortes. Definiendo:

$$\overline{\lambda}(x^v) = \sum_{m=1}^{M} p_m \cdot \lambda_m(x^v) \tag{4.4}$$

Entonces:

$$\boldsymbol{\alpha} \geq \overline{w}(x^v) + \overline{\lambda}(x^v) \cdot (\boldsymbol{x} - x^v) \tag{4.5}$$

Substituyendo $\overline{w}(\boldsymbol{x})$ en (4.1) por los cortes (4.5) generados a cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el problema relajado de expansión:

$$z = \text{Min} \quad c(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{\alpha} \tag{4.6}$$

$$\text{s/a} \quad \boldsymbol{\alpha} \geq \overline{w}(x^\mu) + \overline{\lambda}(x^\mu) \cdot (\boldsymbol{x} - x^\mu) \qquad \mu = 1, \ldots, v$$

$$\boldsymbol{x} \in X$$

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 4.1. En esta figura se observa como se considera la incertidumbre para las dos opciones de ejecución: con el OptGen Light y con el OptGen-Sddp.

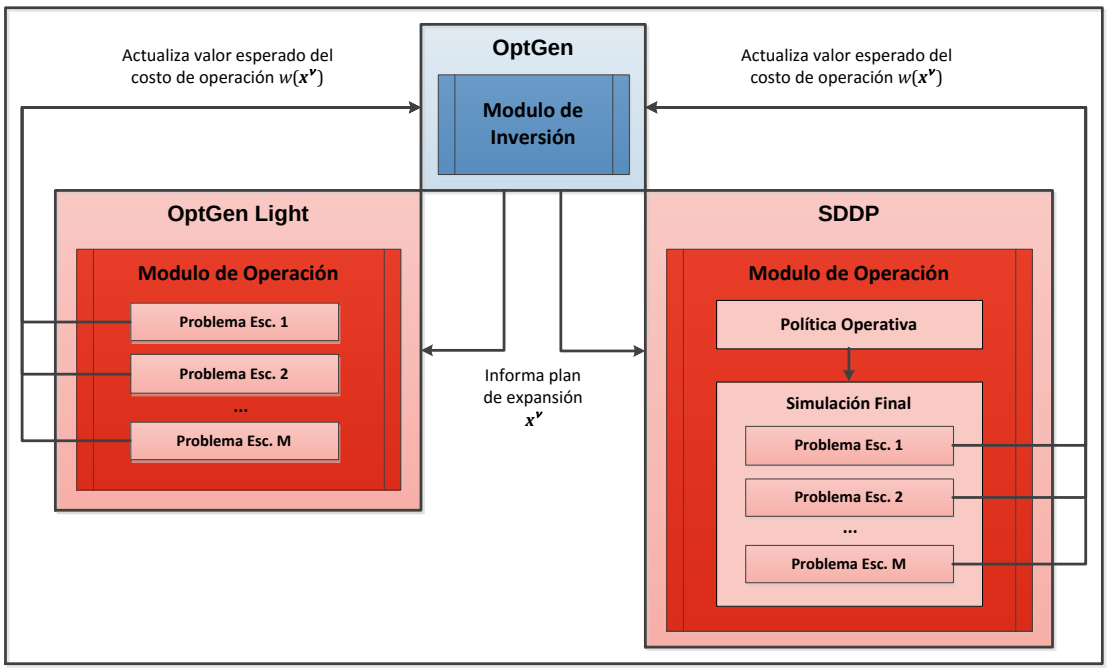


Figura 4.1 - Esquema de Descomposición para Múltiples Escenarios

5 DETALLES DE LA FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

5.1 Problema de Inversión

La planificación a costo mínimo de la expansión de la generación y de la transmisión se formula como un problema de programación matemática como descripto a continuación:

5.1.1 Función objetivo

$$z = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} \left(ci_{t,i} \cdot x_{t,i} + \alpha \right) \tag{5.1}$$

T	conjunto de etapas en el período de estudio	
P	conjunto de proyectos	
$x_{t,i}$	decisión de inversión para la construcción del proyecto i en la etapa t	
$ci_{t,i}$	costo de inversión del proyecto i en la etapa t (ver sección 6.1)	M$
α	costo total de operación aproximado	M$

5.1.2 Fechas mínimas y máximas de decisión

$$x_{t,i} = 0 \qquad \forall t \notin [\underline{t}_i, \overline{t}_i], \quad \forall i \in P \tag{5.2}$$

$$\underline{t}_i = \underline{t}_i^{ope} - \tau_i$$

$$\overline{t}_i = \overline{t}_i^{ope} - \tau_i$$

$\underline{t}_i, \overline{t}_i$	etapas mínima y máxima para la decisión de construcción del proyecto i
$\underline{t}_i^{ope}, \overline{t}_i^{ope}$	etapas mínima y máxima para la entrada en operación del proyecto i
τ_i	tiempo de construcción del proyecto i

5.1.3 Decisiones enteras y continuas de proyectos

$$x_{t,i} \in \{0,1\} \qquad \forall i \in P^{int} \tag{5.3}$$

$$x_{t,i} \leq 1 \qquad \forall i \in P^{cnt} \tag{5.4}$$

P^{int}	conjunto de decisiones enteras de proyectos
P^{cnt}	conjunto de decisiones continuas de proyectos

5.1.4 Proyectos obligatorios y opcionales

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\overline{t}_i} x_{t,i} = 1 \qquad \forall i \in P^{ob} \tag{5.5}$$

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\overline{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \qquad \forall i \in P^{op} \tag{5.6}$$

$$x_{t,i} = 0 \qquad \forall i \in P, \forall t \notin [\underline{t}_i, \overline{t}_i] \tag{5.7}$$

P^{ob} conjunto de proyectos obligatorios
P^{op} conjunto de proyectos opcionales

5.1.5 Proyectos mutuamente excluyentes

$$\sum_{i \in P_k^{ex}} \sum_{t=\underline{t}_i}^{\overline{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \qquad \forall k \in R^{ex} \tag{5.8}$$

R^{ex} conjunto de restricciones excluyentes
P_k^{ex} conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción excluyente k

5.1.6 Proyectos asociados

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\overline{t}_i} x_{t,i} - \sum_{t=\underline{t}_j}^{\overline{t}_j} x_{t,j} = 0 \qquad \forall i,j \in P_k^{as}, \forall k \in R^{as} \tag{5.9}$$

R^{as} conjunto de restricciones asociadas
P_k^{as} conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción asociada k

5.1.7 Capacidad instalada mínima y máxima

$$\sum_{t=\underline{\tau}_k}^{\overline{\tau}_k} \sum_{i \in P_k^{min}} \omega_i \cdot x_{t,i} \geq \underline{\omega}_k \qquad \forall k \in R^{min} \tag{5.10}$$

$$\sum_{t=\underline{\tau}_k}^{\overline{\tau}_k} \sum_{i \in P_k^{max}} \omega_i \cdot x_{t,i} \geq \underline{\omega}_k \qquad \forall k \in R^{min} \tag{5.11}$$

ω_i	capacidad instalada del proyecto i	MW
$\underline{\omega}_k, \overline{\omega}_k$	capacidad instalada adicional, mínima y máxima, de la restricción k	MW
$\underline{\tau}_k, \overline{\tau}_k$	etapas mínima y máxima para la decisión de construcción de la restricción de capacidad k	
R^{min}	conjunto de restricciones de capacidad mínima	
P_k^{min}	conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de capacidad mínima k	
R^{max}	conjunto de restricciones de capacidad máxima	
P_k^{max}	conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de capacidad máxima k	

5.1.8 Precedencia entre proyectos

$$\sum_{\tau=\underline{t}_j}^{t} x_{\tau,j} - \sum_{\tau=\underline{t}_i}^{t} x_{\tau,i} \geq 0 \qquad \forall i,j \in P_k^{pre}, \forall k \in R^{pre}, \; \forall t \in T \tag{5.12}$$

R^{pre}	conjunto de restricciones de precedencia
P_k^{pre}	conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de precedencia k, donde el proyecto i precede el proyecto j

5.1.9 Energía y capacidad firme por sistema

$$\sum_{t\in T_y} \Delta_t \cdot \left(\sum_{i\in G_n} w_{t,i}^e + \sum_{i\in P_n^G} w_{t,i}^e \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^{t} x_{\tau,i} \right) \geq f_{y,n}^e \cdot \sum_{t\in T_y} d_{t,n} \qquad \forall n \in N, \forall y \in Y \tag{5.13}$$

$$\sum_{i\in G_n} w_{t,i}^p + \sum_{i\in P_n^G} w_{t,i}^p \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^{t} x_{\tau,i} \geq f_{y,n}^p \cdot \max_{t\in T_y} \left(\frac{d_{t,n}}{\Delta_t} \right) \qquad \forall n \in N, \forall y \in Y \tag{5.14}$$

Y	conjunto de años del estudio	
T_y	conjunto de etapas que pertenecen al año y	
N	conjunto de sistemas	
G_n	conjunto de plantas generadoras existentes del sistema n	
P_n^G	conjunto de proyectos de generación del sistema n	
Δ_t	duración de la etapa t	hours
$d_{t,n}$	demanda del sistema n en la etapa t	MWh
$w_{t,i}^e$	energía firme de la planta i en la etapa t	MW
$f_{y,n}^e$	factor de energía firme del sistema n en el año y	p.u.

$w^p_{t,i}$	capacidad firme de la planta i en la etapa t	MW
$f^p_{y,n}$	factor de capacidad firme del sistema n en el año y	p.u.

5.1.10 Benders cuts

$$\alpha \geq w_\mu + \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} \lambda_{t,i,\mu} \cdot (x_{t,i} - x_{t,i,\mu}) \qquad \mu = 1, \ldots, v \tag{5.15}$$

w_μ

$\lambda_{t,i,\mu}$

$x_{t,i,\mu}$

5.2 Problema de operación

Para cada decisión de expansión $x_{t,i,\mu}$, resultado del problema de inversión, el problema de operación a mínimo costo es formulado como descripto a continuación:

5.2.1 Función objetivo

$$w_\mu = \text{Min} \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in G} co_{t,i} \cdot g_{t,i} + def \cdot r_t \right) \tag{5.16}$$

T	conjunto de etapas del periodo de estudio	
G	conjunto de plantas térmicas	
$g_{t,i}$	generación de la planta térmica i en la etapa t	MWh
$co_{t,i}$	costo de generación de la planta térmica i en la etapa t (ver sección 6.2)	M$/MWh
r_t	déficit de generación en la etapa t	MWh
def	costo de déficit	M$/MWh

5.2.2 Balance hídrico

$$v_{t,i} - v_{t-1,i} + u_{t,i} + s_{t,i} - \sum_{j \in M_i} (u_{t,j} + s_{t,j}) = a_{t,i} \qquad \forall t \in T, \forall i \in H \tag{5.17}$$

$$v_{0,i} = v0_i \qquad \forall i \in H$$

H	conjunto de plantas hidro	
M_i	conjunto de plantas aguas arriba de la planta hidro i	
$v_{t,i}$	volumen almacenado por la planta hidro i en la etapa t	Hm3
$u_{t,i}$	volumen turbinado por la planta hidro i en la etapa t	Hm3

$s_{t,i}$	volumen vertido por la planta hidro i en la etapa t	Hm3
$a_{t,i}$	volumen afluente a la planta hidro i en la etapa t	Hm3
$v0_i$	volumen inicial almacenado en la planta hidro i	Hm3

5.2.3 Suministro de la demanda

$$\sum_{i \in G_n} g_{t,i} + \sum_{i \in H_n} \rho_i \cdot u_{t,i} - \sum_{k \in K_n} f_{t,k} + \sum_{k \in K_n} (1 - p_k) \cdot f_{t,k} = d_{t,n} \qquad \forall t \in T, \; \forall n \in N \qquad (5.18)$$

G_n	conjunto de plantas térmicas del sistema n	
H_n	conjunto de plantas hidro del sistema n	
K_n	conjunto de interconexiones conectadas al sistema n	
$g_{t,i}$	generación de la planta térmica i en la etapa t	MWh
$u_{t,i}$	volumen turbinado de la planta hidro i en la etapa t	Hm3
ρ_i	factor de producción de la planta hidro i	MWh/Hm3
$f_{t,k}$	flujo en la interconexión k en la etapa t	MWh
p_k	factor de pérdidas de la interconexión k	p.u.
$d_{t,n}$	demanda del sistema n en la etapa t	MWh

5.2.4 Límites operativos

$$g_{t,i} \le \overline{g}_i \qquad \forall i \in G | i \notin P \qquad (5.19)$$

$$g_{t,i} \le \overline{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^{t} x_{\tau,i,\mu} \qquad \forall i \in G | i \in P \qquad (5.20)$$

$$v_{t,i} \le \overline{v}_i \qquad \forall i \in H | i \notin P \qquad (5.21)$$

$$v_{t,i} \le \overline{v}_i \cdot \sum_{\tau=1}^{t} x_{\tau,i,\mu} \qquad \forall i \in H | i \in P \qquad (5.22)$$

$$u_{t,i} \le \overline{u}_i \qquad \forall i \in H | i \notin P \qquad (5.23)$$

$$u_{t,i} \le \overline{u}_i \cdot \sum_{\tau=1}^{t} x_{\tau,i,\mu} \qquad \forall i \in H | i \in P \qquad (5.24)$$

$$f_{t,k} \le \overline{f}_k \qquad \forall k \in K | k \notin P \qquad (5.25)$$

$$f_{t,k} \le \overline{f}_k \cdot \sum_{\tau=1}^{t} x_{\tau,k,\mu} \qquad \forall k \in K | k \in P \qquad (5.26)$$

P	conjunto de proyectos

$\overline{g}_i$	generación máxima de la planta térmica i	MWh
$\overline{v}_i$	almacenamiento máximo de la planta hidro i	Hm3
$\overline{u}_i$	turbinamiento máximo de la planta hidro i	Hm3
$\overline{f}_k$	flujo máximo de la interconexión k	MWh
$x_{\tau,i,\mu}$	μ-th decisión de construcción de la planta i en la etapa t	

6 CARACTERÍSTICAS ADICIONALES DEL MODELO

6.1 Costo de Inversión

Con el objetivo de evaluar el costo de la inversión asociado a la construcción de cada proyecto para cada posible etapa del horizonte del estudio, los siguientes datos son tomados en cuenta por el modelo:

Datos de proyecto:

c^{inv}	costo de inversión	M$
c^{ele}	costo de integración eléctrica	$/kW
$c^{o\&m}$	costo de operación & mantenimiento	$/kW
ω	capacidad instalada	MW
L	tiempo de vida útil	years

Calendario de pago:

N	número de desembolsos	
n^0	año de entrada en operación	
p_n	desembolsos	%

Parámetros adicionales:

tx	tasa de descuento	%
T	horizonte del estudio	years

El costo asociado a la decisión de construcción de cada proyecto, en cada etapa de inversión, se evalúa como el costo total de inversión ct descontado el valor terminal cr, que corresponde al costo de restitución asociado al periodo de vida útil del proyecto después del final del horizonte de estudio.

En otras palabras, el costo de inversión utilizado en el problema de optimización esta asociado con el periodo en el cual el proyecto está disponible para operación. De esta manera, en el proceso de optimización, tanto los costos de inversión como de operación se contabilizan para el mismo periodo en el horizonte del estudio.

En resumen, para la correcta evaluación de los costos de inversión se asume que los desembolsos son anualizados:

- comienzan la entrada en operación en el mismo año,
- terminan en el año final del estudio o al final de la vida útil del proyecto,
- se pagan al final de cada año

El total de costo de inversión ct es evaluado por el siguiente procedimiento:

La suma del costo de la inversión y el costo de integración eléctrica se refiere al año de entrada en operación, teniendo en cuenta el calendario de pagos:

$$c0 = \left(c^{inv} + \frac{c^{ele} \cdot \omega}{1000}\right) \cdot \sum_{n=1}^{N} \frac{p_n}{100} \cdot (1 + tx)^{(n^0 - n)}$$

El costo de la inversión anual se calcula como un flujo de caja durante el período de vida útil del proyecto. Los costos de operación y mantenimiento son agregados a este valor:

$$ca = c0 \cdot \frac{tx \cdot (1 + tx)^L}{(1 + tx)^L - 1} + \frac{c^{o\&m} \cdot \omega}{1000}$$

Por último, el valor neto presente es calculado para este flujo de caja:

$$ct = ca \cdot \frac{(1 + tx)^L - 1}{tx \cdot (1 + tx)^{(t^0 + L)}}$$

donde t^0 es la etapa de entrada en operación:

$$t^0 = t + (n^0 - 1) - 1$$

Para evaluar el valor terminal cr, se define L^r como los años restantes de vida útil del proyecto después del final del horizonte del estudio:

$$L^r = max\{0, L - (T - t^0)\}$$

Si $L^r = 0$, entonces:

$$cr = 0$$

Caso contrario, el valor terminal es calculado como el valor neto presente de los desembolsos anuales asociados a los años posteriores al final del horizonte del estudio

$$cr = ca \cdot \frac{(1 + tx)^{L^r} - 1}{tx \cdot (1 + tx)^{(T + L^r)}}$$

Luego, el costo de inversión del proyecto i en la etapa t is calculado como la diferencia entre el costo total y el valor terminal:

$$ci = ct - cr$$

6.2 Costo operativo

Los costos unitarios de generación de las centrales térmicas se calculan como:

$$co_{t,i} = \frac{cf_{t,j}}{ec_j} \cdot hr_i \cdot 1000$$

$co_{t,i}$	costo de generación de la planta térmica i en la etapa t	\$/MWh
$cf_{t,j}$	costo unitario del combustible j en la etapa t	\$/unit
ec_j	contenido energético del combustible j	kcal/unit
hr_i	consumo específico de la planta térmica i	Kcal/kWh

6.3 Referencia de costo marginal

Para cada proyecto, el modelo OptGen calcula un costo marginal de referencia ($ / MWh) de la siguiente manera.

Plantas hidro:

$$\frac{ca \cdot 10^6}{\omega \cdot MF \cdot 8760h}$$

Plantas térmicas:

$$\frac{ca \cdot 10^6 + co \cdot \omega \cdot MF \cdot 8760h}{\omega \cdot WF \cdot 8760h}$$

Interconexiones:

$$\frac{ca \cdot 10^6}{\omega \cdot UF \cdot 8760h}$$

ca	costo anual de inversión	M$
co	costo operativo unitario	$/MWh
ω	capacidad instalada	MW
MF	factor de capacidad promedio	p.u.
WF	factor de garantía de capacidad	p.u.
UF	factor de utilización	p.u.

6.1 Costo promedio de largo plazo

Para cada año, el modelo OptGen evalua el CPLP ($/MWh) de la siguiente manera:

$$CPLP_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(\tau,\mathrm{T}-\mathrm{t})} CT_{t+i-1}/{tx_a}^{i-1}}{\sum_{i=1}^{(\tau,\mathrm{T}-\mathrm{t})} DT_{t+i-1}/{tx_a}^{i-1}}, \qquad t = 1, \dots, T$$

CT_t	Costo total anual (inversión + operación)	$
DT_t	Demanda anual	MWh
τ	Periodo de amortización	Años
T	Horizonte del estudio	Años
tx_a	Tasa de descuento anual	p.u.

6.2 Costo marginal de largo plazo

Para cada año, el modelo OptGen evalua el CMLP ($/MWh) de la siguiente manera:

$$CMLP_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(\tau,T-t)} (CT_{t+i} - CT_{t+i-1})/\left(tx_a{}^i\right)}{\sum_{i=1}^{\min(\tau,T-t)} (DT_{t+i} - DT_{t+i-1})/\left(tx_a{}^i\right)}, \qquad t = 1, \ldots, T-1$$

CT_t	Costo total anual (inversión + operación)	$
DT_t	Demanda anual	MWh
τ	Periodo de amortización	Años
T	Horizonte del estudio	Años
tx_a	Tasa de descuento anual	p.u.

SDDP

Manual de Metodología

VERSIÓN 14.0

Enero 2016

PSR

Tabla de Contenido

1 Introducción 1

2 Optimización Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos 2

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema 2

2.2 Problema de despacho hidrotérmico 4

2.3 Formulación del problema 5

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados 7

2.5 Representación alternativa de la correlación serial 12

2.6 Limitaciones del esquema PDE 13

2.7 El esquema de PD Dual DP 14

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE 19

3 Despacho de una Etapa: Formulación Básica 22

3.1 Planteamiento del problema 22

3.2 Función objetivo 22

3.3 Restricciones operativas básicas 23

3.4 Función de costo futuro 26

4 Restricciones Operativas Adicionales – Hidroeléctrica 27

4.1 Vertimiento no controlable 27

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta 27

4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos 28

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera 28

4.5 Restricciones en el desfogue total 28

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada 29

4.7 Riego 29

4.8 Modelo de volumen muerto 30

4.9 Canal de desfogue 32

4.10 Generación en función de la afluencia 34

4.11 Curva de aversión a riesgo 36

4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses 37

4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses 38

4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses 38

5 Restricciones Operativas Adicionales – Plantas Térmicas 40
5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte 40
5.2 Centrales térmicas *must-run* 41
5.3 Límites en el consumo de combustible 41
5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible 42
5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas 42
5.6 Restricciones de generación 42
5.7 Centrales térmicas multi-combustible 43
5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment 44
5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible 45
6 Restricciones Operativas Adicionales – Reserva de Generación 48
6.1 Reserva rodante 48
6.2 Restricciones de reserva de generación 48
7 Fuentes de Energia Renovable 50
8 Red de Transporte de Energía 51
8.1 Modelo de interconexión 51
8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado 53
8.3 Representación de pérdidas 58
9 Disponibilidad y Transporte de Gas Natural 62
9.1 Producción de gas 62
9.2 Transporte de gas 63
9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas 64
10 Plantas Térmicas con Costo de Emisión de CO2 65
11 Clasificación de las Restricciones 66
12 Diccionario de Variables 68
13 Bibliografía 74
A. Programación Dinámica Dual Estocástica 75
A.1 Formulación del problema 75
A.2 Pasos del algoritmo SDDP 75
A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados 75
A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento 76

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias....76
A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro....76
A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas....76
A.2.2.2 Solución del problema operativo....77
A.2.2.3 Cálculo de las derivadas....77
A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro....78
A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior....79
A.2.3 Cálculo del límite inferior....79
A.2.4 Cálculo del límite superior....79
A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento....80
A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias....80
A.2.4.3 Simulación operativa....80
A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento....80
A.2.4.5 Obtención del límite superior....80
A.2.5 Verificación de la optimalidad....81
B. Modelo Estocástico de Caudales....82
B.1 Objetivo....82
B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse82
B.2.1 El Modelo ARP(1)....82
B.2.1.1 Introducción....82
B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales....83
B.2.1.3 El vector de ruidos transformados....84
B.2.2 Modelo de ajuste....86
B.2.3 Verificación del modelo....87
B.2.3.1 Independencia de los ruidos....87
B.2.3.2 Ruidos normalizados....87
B.2.3.3 Puntos fuera de la curva....88
B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses....88
B.4 Generación sintética de caudales....88
B.1 Representación de variables climáticas exógenas....90
B.1.1.1 Eligiendo el factor de ponderación....90

B.1.2 Modelo de ajuste 90

1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los lineamientos conceptuales del algoritmo de programación dinámica estocástica dual, utilizado en el modelo SDDP.

Se describen las variables de cada ecuación en tablas con cuatro columnas:

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
ej. $v_{t+1}(i)$	ej. volumen de la central i en el inicio de la etapa t	*hm3*	V (variable de decisión) o D (dato de entrada)

2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

2.1.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j,\ j\ =\ 1,\ldots,J\}$ (\$/MWh) y su capacidad de generación:

$$g_t(j) \leq \overline{g}(j) \qquad \text{para } j\ =\ 1,\ldots,J \tag{2.1}$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$g_t(j)$	energía producida por la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de generación de la planta j	MWh	D

2.1.2 Plantas hidroeléctricas

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica.

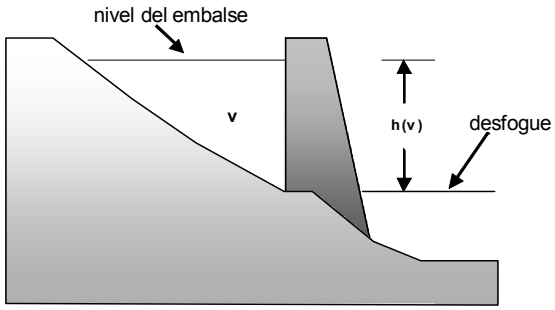


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

La operación de la planta se representa a través de las siguientes ecuaciones:

2.1.2.1 Balance hídrico

Representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura 2.2: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m\in U_i}[u_t(m) + s_t(m)] \tag{2.2}$$
$$\text{para } i\ =\ 1,\ldots,I$$

donde:

i	indexa las plantas hidroeléctricas		
I	número de plantas		
$v_{t+1}(i)$	volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3	V
$v_t(i)$	volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	riego en la planta i en la etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volumen turbinado en la etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volumen vertido en la etapa t	m^3	V
$m \in U_i$	conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i		

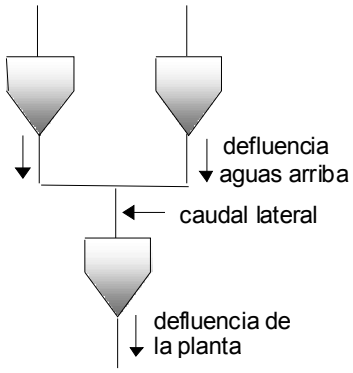


Figura 2.2 – Balance hídrico

2.1.2.2 Límites en el almacenamiento y en el desfogue

$$v_t(i) \leq \overline{v}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \tag{2.3}$$

$$u_t(i) \leq \overline{u}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \tag{2.4}$$

donde:

$\overline{v}(i)$	Capacidad de almacenamiento de la planta i	m^3	D
$\overline{u}(i)$	Capacidad de turbinamiento de la planta i	m^3	D

2.1.2.3 Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de $u(i)$ m^3 se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \tag{2.5}$$

donde:

$g_t(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i, en la etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	MWh/m^3	D
$u_t(i)$	turbinamiento de la central hidroeléctrica i, en la etapa t	m^3	V

El coeficiente de producción $\rho(v_t(i))$ a su vez se calcula por:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(vt(i)) \qquad (2.6)$$

donde:

$\eta(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i, en la etapa t		D
ϕ	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	kg/m^3	D
γ	turbinamiento de la central hidroeléctrica i, en la etapa t	m/s^2	D
$h(vt(i))$	energía generada en la central hidroeléctrica i, en la etapa t	m	D

2.1.3 Demanda

La demanda de energía eléctrica se representa a través de una restricción en que la suma de la energía producida (en las centrales térmicas e hidroeléctricas) debe ser igual a la demanda (mensual o semanal), es decir:

$$\sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{i=1}^{I} \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensual o semanal) de energía eléctrica	MWh	D

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características del problema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfogues de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total (dado por el costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento) a lo largo del período de estudio. Como muestra la Figura 2.3 este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

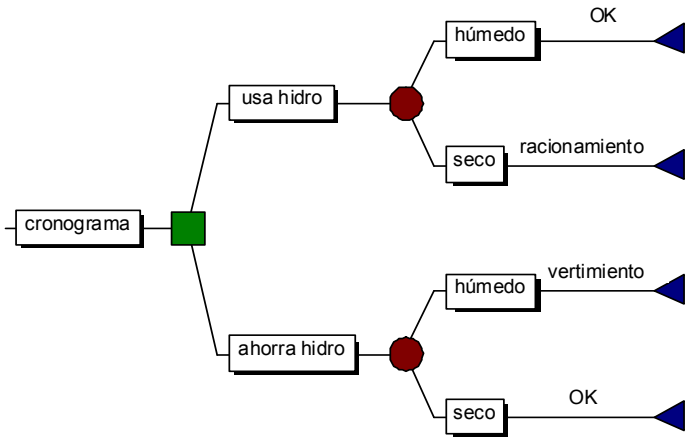


Figura 2.3 – Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico

Como muestra la figura, el operador tiene las opciones de usar la energía hidroeléctrica hoy, y con esto reducir los costos de la energía térmica complementar, o de almacenarla para usarla en la próxima etapa. Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dije eficiente. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán, y será necesario utilizar generación térmica más cara, o hasta mismo interrumpir el suministro de la demanda.

Por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía. Sin embargo, se ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara o un racionamiento de energía.

2.3 Formulación del problema

La Figura 2.4. muestra la formulación del despacho hidrotérmico estocástico para el caso de una planta y un árbol de caudales con tres etapas.

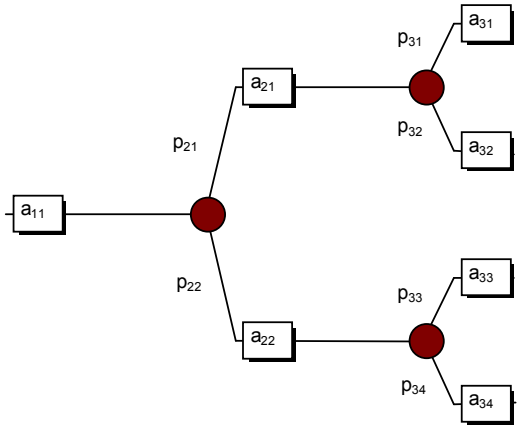


Figura 2.4 – Árbol de escenarios de caudales

donde:

a_{ts}	caudal en la etapa t, escenario s	m^3	D
p_{ts}	probabilidad condicionada del escenario s de caudal en la etapa t	p.u.	D

El problema de despacho estocástico se formula como:

$$\text{Min} \quad c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34}) \tag{2.7}$$

sujeto a

(a) restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$
$$v_{31} = v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21}$$

$$v_{41} = v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31}$$
$$v_{42} = v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32}$$
$$v_{32} = v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22}$$
$$v_{43} = v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33}$$
$$v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$$

(b) restricciones de almacenamiento y desfogue

$$v_{t+1,s} \leq \overline{v}; \qquad u_{t,s} \leq \overline{u} \qquad \text{para todas las etapas } t\text{; todos los escenarios } s$$

donde:

$u_{t,s}$	decisión operativa de la planta hidroeléctrica (volumen turbinado) en la etapa t, escenario s	m^3	V
$c_t(u_{t,s})$	costo de la generación térmica necesaria para complementar la decisión hidroeléctrica	$	V
$v_{t+1,s}$	nivel de almacenamiento del embalse al final de la etapa t, escenario s	m^3	V
$s_{t,s}$	volumen vertido en la etapa t, escenario s	m^3	V

La función de complementación térmica $c_t(u_{t,s})$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de programación lineal (PL):

$$c_t(u_{t,s}) = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^{J} c_t(j) \times g_t(j) \qquad (2.8)$$

Sujeto a

(c) restricciones del suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^{J} g_t(j) = d_t - \rho \times u_{ts} \qquad \text{para } t = 1, \ldots, T$$

(d) restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \leq \overline{g}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J, \text{ para } t = 1, \ldots, T$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$c_t(j)$	costo operativo de la planta j	$/MWh	D
$g_t(j)$	producción de energía de la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de producción de la planta j	MWh	D
d_t	demanda en la etapa t	MWh	D
ρ	coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica (en este ejemplo es una constante)	MWh/m³	D

En teoría, se puede resolver el problema (2.8) con algoritmos convencionales de programación lineal (LP). Sin embargo, la dimensión del problema para sistemas reales es demasiado grande

pues se modelan docenas de plantas hidroeléctricas y el horizonte de planificación es de varios años. La razón es que el número de ramas en el árbol de decisiones aumenta exponencialmente con el número de etapas del estudio. Esta limitación de las formulaciones basadas en los árboles de decisión ha motivado el desarrollo de esquemas de solución basados en el *espacio de estados*, que se describen a continuación.

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados

2.4.1 Costos inmediatos y futuros

Como muestra la Figura 2.5, el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos y futuros*.

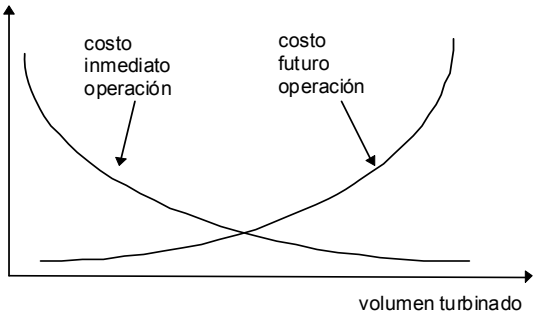


Figura 2.5 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La función de costo inmediato (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la Figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la función de costo futuro (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa $t + 1$ hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de una etapa

Dado el almacenamiento inicial v_t y la función de costo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho de una etapa se formula como:

$$z_t = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \tag{2.9}$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$
$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

Diferente del problema de optimización estocástico (2.8), que es muy grande, el problema de despacho de una solo etapa (2.9) se puede resolver con facilidad a través de técnicas estándar de programación lineal (LP).

2.4.3 Función de costo futuro

2.4.3.1 Enumeración de todos los estados futuros

El cálculo de la función de costo futuro es el tema clave de este esquema de espacio de estados. En teoría, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ se podría calcular a través de una *simulación* de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento, como se ilustra en la Figura 2.6 a continuación.

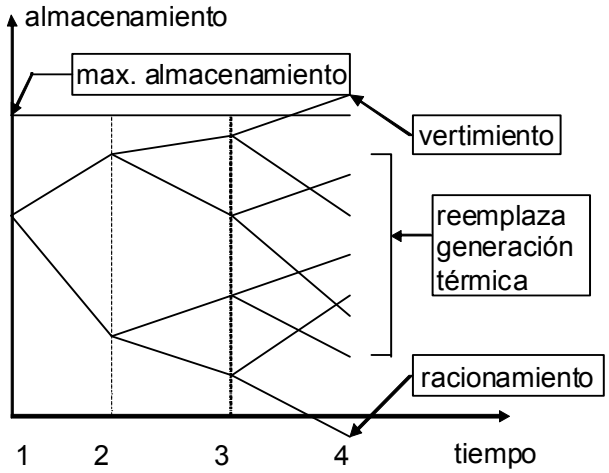


Figura 2.6 – Cálculo de la FCF a través de simulaciones operativas

Sin embargo, este esquema de "fuerza bruta" tiene las mismas desventajas computacionales que la formulación del problema a través de un árbol de escenarios. Un esquema más eficiente de realizar este cálculo es la recursión de *programación dinámica estocástica* (PDE), que se describe a continuación:

2.4.3.2 Recursión de PDE

a) Para cada etapa t (típicamente una semana o mes) se definen un conjunto de *estados del sistema* indexados por $m = 1, \ldots, M$; por ejemplo, niveles de almacenamiento en 100%, 90%, etc. hasta 0%. La Figura 2.7 ilustra la definición de los estados del sistema para uno solo embalse. Observe que se supone conocido el estado inicial (el nivel de almacenamiento en el inicio de la primera etapa).

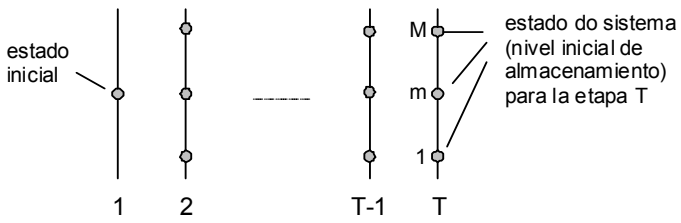


Figura 2.7 – Definición de los estados del sistema

b) Empezando de la *última* etapa, T, resuelva el problema de despacho de una etapa (2.9) suponiendo que el almacenamiento inicial es el primer valor del conjunto definido en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, la función de costo futuro es igual a cero. Para tomar en cuenta la incertidumbre hidrológica, resuelva el problema de despacho para K *escenarios* de caudales, que representan los distintos valores posibles de afluencias en la etapa. La Figura 2.8 ilustra el procedimiento.

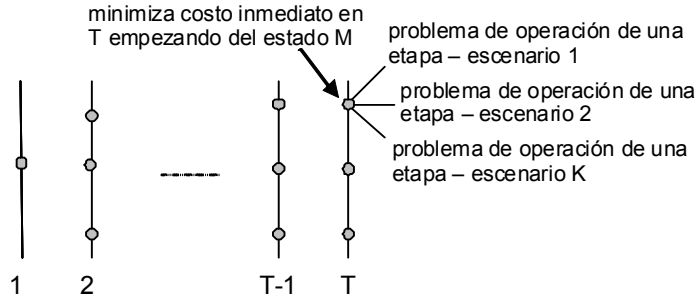


Figura 2.8 – Cálculo de la estrategia óptima – última etapa

c) Calcule el valor esperado del costo operativo asociado al nivel de almacenamiento 100% como el promedio de los costos de los K subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de la función de costo futuro para la etapa $T-1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Repita el procedimiento de cálculo del valor esperado del costo operativo para cada uno de los estados de almacenamiento inicial en la etapa T. Interpole los costos entre los estados calculados y produzca la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa $T-1$ (ver Figura 2.9)

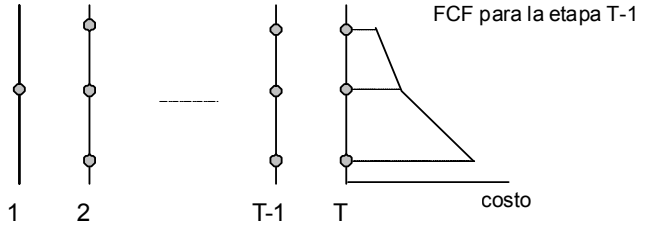


Figura 2.9 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

d) Repita el procedimiento para cada uno de los estados seleccionados de la etapa $T-1$, como se muestra en la Figura 2.10. Observe que el objetivo ahora es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa $T-1$más el valor esperado del costo futuro, dado por la FCF calculada en el paso anterior.

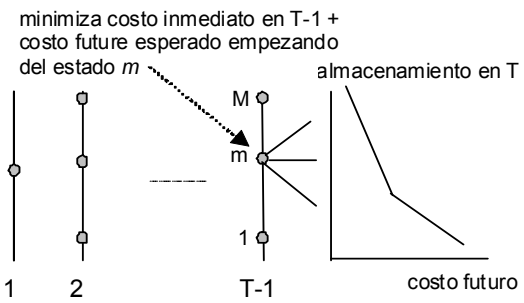


Figura 2.10 – Cálculo de los Costos Operacionales para la Etapa T-1 y FCF calculada en la etapa T

e) Repita el procedimiento del paso (d) para las demás etapas $T-2$, $T-3$ etc. hasta la primera etapa.

2.4.3.3 Implementación del esquema SDP

Inicialice la FCF de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T) \leftarrow 0$

Repita para *t* = T, T-1, …, 1

Repita para cada valor de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho (2.9) para v_t^m y caudal a_t^k:

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \qquad (2.10)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$
$$v_{t+1} \le \overline{v}$$
$$u_t \le \overline{u}$$

Fin del "loop"

Calcular los costos operativos considerando todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fin del "loop"

Crear una función de costo futuro $\alpha_t(v_t)$ para la etapa anterior por interpolación de los valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \ldots, M\}$

Fin del "loop"

2.4.4 Representación de la dependencia temporal de los caudales

La mayor parte de los caudales presenta una correlación serial, esto es, si el caudal del mes pasado fue más "seco" que el promedio, existe una tendencia de que el caudal del mes corriente también o sea. Esto se debe al efecto de los acuíferos subterráneos, que funcionan como "capacitores" (la tasa de vaciado del acuífero depende del volumen total absorbido en el pasado). Esta correlación se puede representar por una cadena de Markov, donde p_{kl} es la probabilidad de transición del caudal a_t^k en la etapa t para el caudal a_{t+1}^l en la etapa $t+1$:

$t+1 \rightarrow$ $t \downarrow$	$\boldsymbol{a_{t+1}^1}$	…	$\boldsymbol{a_{t+1}^l}$	…	$\boldsymbol{a_{t+1}^L}$
$\boldsymbol{a_t^1}$	p_{11}	…	p_{1l}	…	p_{1L}
…	…	…	…	…	…
$\boldsymbol{a_t^k}$	p_{k1}	…	p_{kl}	…	p_{kL}
…	…	…		…	
$\boldsymbol{a_t^K}$	p_{K1}	…	p_{Kl}	…	p_{KL}

La función de costo futuro en el esquema PDE tiene ahora dos variables de estado: el almacenamiento en el inicio de la etapa t y el caudal a lo largo de la misma etapa. La implementación de la PDE con dos variables de estado se presenta a continuación:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_T) \leftarrow 0$

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen inicial v_t^m y afluencia a_t^k donde el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato más el valor esperado del costo futuro, calculado para todas las transiciones de a_t^k to $\{a_{t+1}^l\}$ en la próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m, a_t^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \sum_{l=1}^{L} p_{kl} \times \alpha_{t+1}(v_{t+1}^k, a_{t+1}^l) \quad (2.11)$$

subeto a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$
$$v_{t+1}^k \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_t)$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_t^k), m = 1, \ldots, M; k = 1, \ldots, K\}$

Fin del "loop"

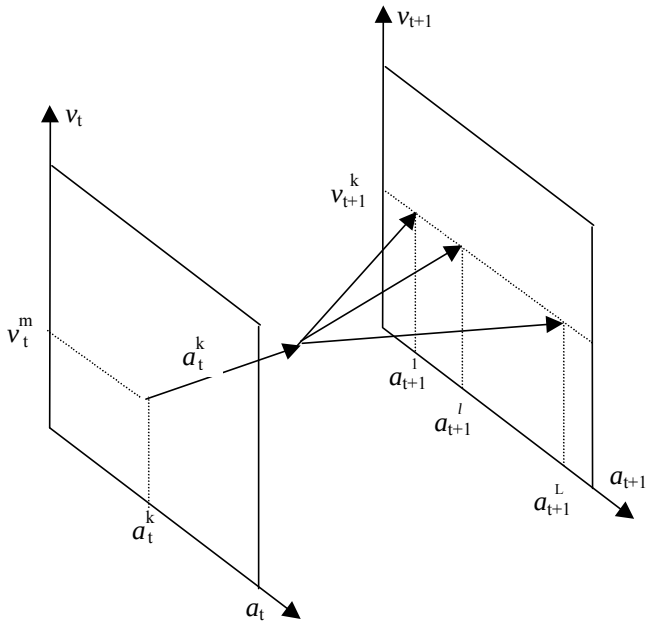


Figura 2.11 – PDE con a_t como variable de estado

2.5 Representación alternativa de la correlación serial

Una manera alternativa – y equivalente en términos matemáticos – de representar las correlaciones seriales es usar como variable de estado el caudal de la etapa *anterior*, a_{t-1} (Figura 2.12). El procedimiento pasa a ser:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $a_{T+1}(v_t, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales anteriores $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \ldots, a_{t-1}^k, \ldots, a_{t-1}^K$

Repita para cada caudal condicionado en a_{t-1}^k: $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^l, \ldots, a_t^L$

Resuelva el despacho para los valores para v_t^m y a_t^l:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \qquad (2.12)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del "loop"

Calcule el valor esperado del costo

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^{L} p_{kl}\, \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \ldots, M;\ k = 1, \ldots, K\}$.

Fin del "loop"

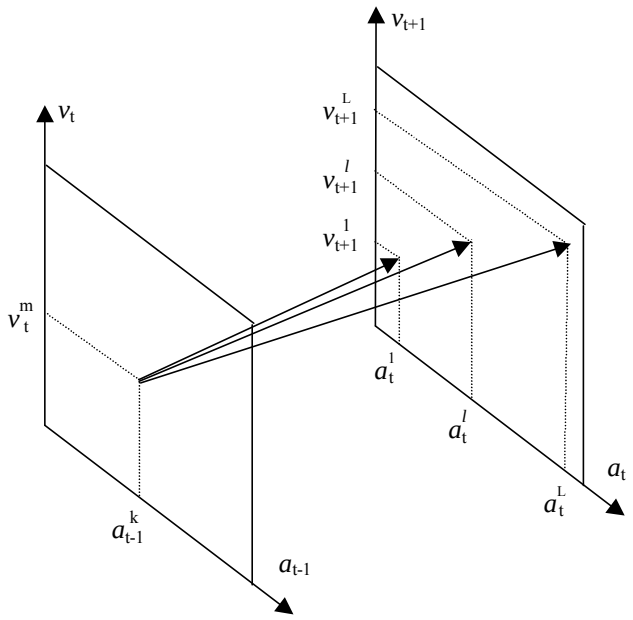


Figura 2.12 – PDE con at-1 como variable de estado

2.6 Limitaciones del esquema PDE

El esquema PDE ha sido usado por varios años en los países con sistemas hidroeléctricos. Sin embargo, la recursión de PDE requiere la enumeración de todas las *combinaciones* de los valores del almacenamiento inicial y de los caudales anteriores. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses. Este crecimiento (conocido como la "maldición de la dimensionalidad" de la programación dinámica) se ilustra en el Tabla 2.1, que muestra el número de combinaciones con el número de embalses, suponiendo que los niveles de los embalses y de los caudales se representan por 20 valores cada.

Tabla 2.1 – Maldición de la dimensionalidad

# embalses	# estados
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160$ mil
3	$20^6 = 64$ millones
4	$20^8 \approx 25$ mil millones
5	$20^{10} \approx 10$ billones

Esta limitación computacional llevó al desarrollo de esquemas aproximados de solución tales como la agregación de los embalses y la programación dinámica con aproximaciones sucesivas, donde la política operativa de cada embalse se calcula en separado, suponiendo conocidas las políticas para los demás embalses.

El enfoque utilizado en el modelo SDDP se basa en una técnica de representación analítica de la función de costo futuro, conocida como programación dinámica dual estocástica (PDDE). El esquema PDDE no requiere la discretización previa del espacio de estados, lo que alivia el esfuerzo computacional de la recursión de PD estocástica. La PDDE se aplicó a docenas de países en las Américas, Europa, Eurasia y Asia-Pacífico.

2.7 El esquema de PD Dual DP

2.7.1 El algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

El esquema PDDE se basa en el hecho que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, esto es, no es necesario crear una tabla con interpolaciones. Además, se muestra que la inclinación de la FCF alrededor de un dado estado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa (2.9). La Figura 2.13 ilustra el cálculo por PDDE del costo operativo promedio y de la inclinación de la FCF para la última etapa, estado inicial = 100% (paso (c) del procedimiento tradicional de PDE).

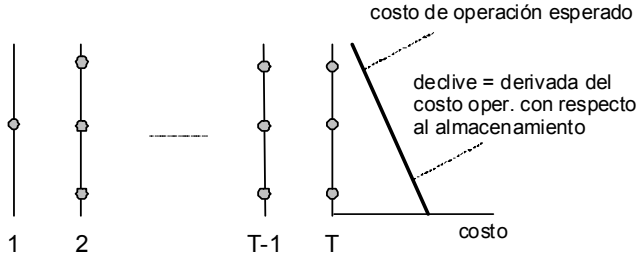


Figura 2.13 – PDDE – Cálculo del primer segmento lineal de la FCF

Se muestra a continuación el problema de despacho de la última etapa (observe que la FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, se inicializa como igual a cero):

$$
\begin{aligned}
z_T = \quad & \text{Min} \quad c_T(u_T) && \text{multiplicadores} \\
& \text{Sujeto a} && (2.13) \\
& v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T && \pi_h \\
& v_{T+1} \le \overline{v} && \pi_v \\
& u_T \le \overline{u} && \pi_u
\end{aligned}
$$

De la teoría de la programación lineal, se sabe que los multiplicadores asociados a cada restricción del problema a (2.13) en su solución óptima representan la derivada del costo óptimo z_T con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h, representa la derivada de z_T con respecto a una variación en el almacenamiento inicial v_T:

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \tag{2.14}$$

Se observa en la Figura 2.13 que la expresión (2.14) corresponde a la inclinación de la FCF para la etapa $T-1$. El segmento lineal se puede interpretar como una expansión en series (hasta el primer término) de la FCF alrededor del almacenamiento inicial v_T.

La Figura 2.14 muestra el cálculo del costo operativo y de las inclinaciones de la FCF para cada estado en la etapa T. Se observa que la FCF $\alpha_T(v_T)$ de la etapa $T-1$ es una superficie lineal por partes, donde para cada punto se selecciona el segmento con el costo más alto ("convex hull").

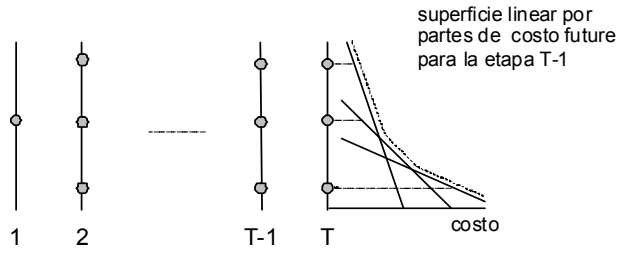


Figura 2.14 – Construcción de una FCF lineal por partes para la etapa T-1

El despacho hidrotérmico para la etapa anterior $T-1$ se representa como el siguiente problema de programación lineal:

$$
\begin{aligned}
& \alpha_{T-1}(v_{T-1}) = Min\ c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T \\
& \text{sujeto a} && (2.15) \\
& \qquad v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1} \\
& \qquad v_T \le \overline{v} \\
& \qquad u_{T-1} \le \overline{u} \\
& \qquad \alpha_T \ge \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n \qquad n = 1, \ldots, N
\end{aligned}
$$

La FCF se representa por la variable escalar α_T y por N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \ldots\}$ representan la característica lineal por partes de esta función (para cualquier v_T, el segmento "activo" será el del más alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

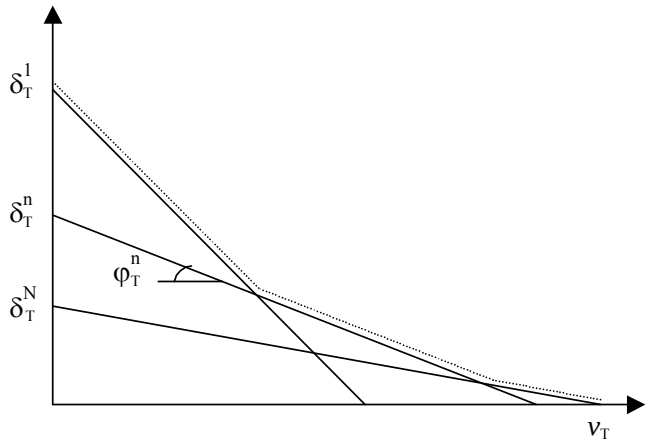


Figura 2.15 – FCF lineal por partes

2.7.2 Esquema de recursión "backward"

El procedimiento recursivo para cálculo de la FCF lineal por partes es muy semejante al de la PDE tradicional:

Inicialice el número de segmentos lineales N = número de almacenamientos iniciales M

Inicialice la FCF para la última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n$ and $\delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \ldots, N$

Repita para $t = T, T-1, \ldots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \ldots, M\}$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen v_t^m caudal a_t^k:

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{multiplicador} \quad (2.16)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \qquad \pi_{ht}^k$$

$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el coeficiente y el término constante para el segmento lineal m^{th} de la FCF de la etapa anterior:

$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \pi_{ht}^k \quad \text{and} \quad \delta_t^m = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2.7.2.1 Cálculo del límite inferior

A la primera vista, no existen diferencias significativas entre el procedimiento de PDDE y el esquema tradicional de PD. Sin embargo, se observa que bajo el esquema tradicional se construí la FCF a través de la interpolación de los valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Esto significa que el número de puntos necesario para representar un sistema de I plantas hidroeléctricas es por lo menos igual a 2^I combinaciones de dos puntos extremos para cada embalse (lleno/vacío).

En la PDDE, los segmentos lineales se usan para extrapolar los valores de la FCF, esto es, no es necesario calcular todas las combinaciones de puntos para obtener FCF completa, aunque aproximada. Además, si se usa un conjunto menor de almacenamientos iniciales, se generan menos segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, la FCF resultante, que se basa en el máximo valor sobre todos los segmentos, será un límite inferior a la función "real".

En consecuencia, la FCF para la primera etapa es un límite inferior $\underline{z}$ para la solución óptima del despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \tag{2.17}$$

2.7.3 Cálculo del límite superior

Si encontramos una manera de calcular un límite superior $\overline{z}$ para el valor de la solución óptima, esto haría posible una estrategia de aumentar incrementalmente la precisión de la solución del problema (esto es, empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales; calcular los límites superior e inferior; y aumentar el número de puntos si fuera necesario).

2.7.3.1 Esquema de simulación

Este límite superior se estima a través de una simulación Monte Carlo de la operación del sistema, usando el conjunto de las FCFs producida por el esquema de recursión "backward", vea la sección 2.7.2. El resultado de la simulación es un límite superior porque la única FCF que resultaría en el menor costo operativo promedio es la FCF óptima; una simulación operativa con cualquier otra FCF resultaría, por definición, en costos operativos más altos que el óptimo.

El esquema de simulación se implementa en los siguientes pasos:

Defina un conjunto de escenarios de caudales $a_t = \{a_t^1, \ldots, a_t^m, \ldots, a_t^M\}$ para $t = 1, \ldots, T$

Repita para cada escenario $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^m, \ldots, a_t^M$

Inicialice el almacenamiento para la etapa 1 como 1 las $v_t^m = v_1$

Repita para $t = 1, \ldots, T$

Resuelva el despacho para el almacenamiento v_t^m y caudal a_t^m

$$\text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \tag{2.18}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$$

$$v_{t+1}^m \leq \overline{v}$$

$$u_t^m \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el costo operativo total z^m para el escenario m como la suma de todos los costos inmediatos a lo largo del periodo de estudio:

$$z^m = \sum_{t=1}^{T} c_t(u_t^m)$$

Fin del "loop"

2.7.3.2 Intervalo de confianza

El valor esperado del costo operativo se estima por el promedio de los costos considerando todos los senarios de caudales:

$$\hat{z} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^{T} z^m \tag{2.19}$$

Cuando se usa una simulación Monte-Carlo, se puede calcular la incertidumbre alrededor del valor "verdadero" (de población) de $\overline{z}$. El intervalo de confianza a 95% es:

$$\overline{z} \in [\hat{z} - 1.96 \times \hat{\sigma};\ \hat{z} + 1.96 \times \hat{\sigma}] \tag{2.20}$$

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación estándar del estimador dada por:

$$\hat{\sigma} = \frac{1}{M-1} \sqrt{\sum_{m=1}^{M} (z^m - \overline{z})^2} \tag{2.21}$$

2.7.4 Verificación de la optimalidad

Se obtiene la solución óptima cuando el límite inferior $\underline{z}$ calculado en (2.17) está en el intervalo de confianza (2.20). Se observa que, debido a la variación muestral, el límite inferior puede exceder el promedio estimado $\hat{z}$.

2.7.5 Nueva iteración

Si el límite inferior está fuera del intervalo de confianza, la recursión "backward" se ejecuta de nuevo, a partir de un conjunto adicional de valores de almacenamiento. Los candidatos naturales para los nuevos valores son los volúmenes $\{v_t^m, m = 1,\ldots,M\}$ producidos en el paso de simulación.

Observe que se retiene los segmentos lineales calculados en la iteración anterior, pues la FCF lineal por partes se calcula como el máximo sobre todos los segmentos. En otras palabras, es posible perfeccionar gradualmente la representación de la FCF.

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE

La representación de la correlación serial en la PDDE se basa en un proceso de Markov (modelo lineal autoregresivo) y no una cadena de Markov:

$$\frac{(a_t-\mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1}-\mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t \qquad (2.22)$$

donde:

μ_t	caudal promedio
σ_t	desviación estándar
ϕ_1 y ϕ_2	parámetros del modelo
ξ_t	variable aleatoria independiente

Se usa la formulación de la sección 2.5, donde las variables de estado son el almacenamiento en el inicio de la etapa t, v_t, y el caudal de la etapa anterior, a_{t-1}. Esto se ilustra en las ecuaciones abajo, que muestran el problema de despacho para la etapa t, con almacenamiento inicial v_t^m y caudal anterior a_{t-1}^m:

$$\begin{aligned} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \quad & \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} && \text{multiplicador} \quad (2.23)\\ & \text{sujeto a} \\ & v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l && \pi_{ht}^l \\ & v_{t+1} \le \overline{v} \\ & v_{t+1} \le \overline{v} \end{aligned}$$

El caudal para la etapa t, a_t^l, resulta de la aplicación del proceso de Markov (2.22):

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}-\mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t \qquad (2.24)$$

donde ξ_t^l se muestrea de la distribución de probabilidad correspondiente. La aproximación de la FCF para la etapa anterior tendrá dos coeficientes, basados en las derivadas de $\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ con respecto a v_t^m and a_{t-1}^m en la solución óptima. El primer coeficiente se calcula como en el caso independiente:

$$\partial \alpha_t^l / \partial v_t = \pi_{ht}^l \quad (2.25)$$

El segundo se calcula a través de la regla de la cadena:

$$\partial \alpha_t^l / \partial a_{t-1} = \partial \alpha_t^l / \partial a_t \times \partial a_t / \partial a_{t-1} \quad (2.26)$$

El término $\partial \alpha_t^l / \partial a_t$ también corresponde al multiplicador π_{ht}^l, porque tanto v_t^m como a_t^l están en la misma ecuación de balance hídrico. A su vez, el término $\partial a_t / \partial a_{t-1}$ se calcula a partir de los parámetros del modelo de caudales de (2.24):

$$\partial a_t / \partial a_{t-1} = \sigma_t \phi_1 / \sigma_{t-1} \quad (2.27)$$

El esquema recursivo se implementa como:

1) Generación de M secuencias de caudales a lo largo del periodo de estudio

Inicialice $\{a_0^m\}, m = 1, \ldots, M$

Repita para $t = 1, \ldots, T$

Repita para $m = 1, \ldots, M$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^m

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m:

$$a_t^m = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m] + \mu_t$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2) Recursión Backward

Repita para $t = T, T-1, \ldots, 1$

Repita para $m = 1, \ldots, M$

Recupere el vector de estado [almacenamiento, caudal anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para $l = 1, \ldots, L$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^l

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m:

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

Resuelva el problema de despacho para v_t^m y a_t^k:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = Min \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad (2.28)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n$$

para $n = 1, \ldots, N$

Calcule los coeficientes de la aproximación de la FCF para la etapa anterior, como se ilustra en (2.25) - (2.27)

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Observe que a_t^l es un valor conocido cuando se resuelve el problema de despacho (2.28). Consecuentemente, el término $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ se suma al término constante δ_{t+1}^n. En otras palabras, dado que las derivadas se calculan analíticamente el esfuerzo computacional del esquema de la PDDE no cambia con el aumento de las dimensiones del espacio de estados.

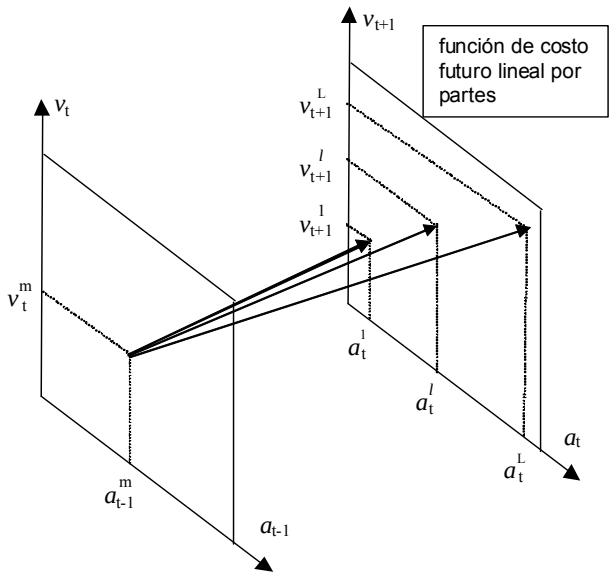


Figura 2.16 – Correlación serial en la PDDE

3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA

3.1 Planteamiento del problema

Se presenta ahora en más detalle el cálculo de la decisión operativa óptima para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa t se plantea como:

$$Min\ FCI\ +\ FCF \tag{3.1}$$

sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.2 Función objetivo

Como fue discutido anteriormente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j)\ \times g_{tk}(j)$ en la etapa t, más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI\ = \sum_{k=1}^{K} \sum_{j=1}^{J} c(j)\ \times g_{tk}(j)\ +\ c_{\delta}\ \times \delta_{gt} \tag{3.2}$$

donde

k	índice de los escalones de demanda en la etapa		
K	número de escalones		
j	índice de las centrales térmicas		
J	conjunto de centrales térmicas		
$c(j)$	costo variable de operación de la central j	\$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energía producida en la planta j en el tiempo t y escalón k	MWh	V
c_{δ}	representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa	\$/unidad violación	D
δ_{gt}	monto de la violación en la etapa t	unidad violación	V

A su vez, como se ilustró en la sección 2.4.3, el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF\ =\ \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \tag{3.3}$$

donde:

v_{t+1}	almacenamiento al final de la etapa t	hm^3	V
a_t	Caudales afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3	D

Observe que la FCF depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa *t* indica que en promedio los caudales de la etapa $t+1$ también serán húmedos[1].

3.3 Restricciones operativas básicas

A continuación se describen las restricciones operativas básicas del problema de despacho. Estas restricciones son:

- ecuaciones de balance hídrico
- ecuaciones de suministro de la demanda
- límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

3.3.1 Balance hídrico

Como se ilustró en la sección 2, la ecuación de balance hídrico relaciona el volumen de los embalses con el caudal afluente y el caudal defluente:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^{K}[u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] + \sum_{k=1}^{K}\left(\sum_{m\in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m\in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m\in I_F(i)} \phi_{tk}(m)\right) \quad \text{para } i = 1,\dots,I \qquad (3.4)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	conjunto de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales que turbinan para la central i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales que vierten para la central i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales que filtran para la central i		
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la central i en la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	almacenamiento inicial de la central i en la etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la central i en la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado en la central i en la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen turbinado por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V

3.3.2 Límites de almacenamiento

$$\underline{v_t}(i) \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i) \quad \text{for } i = 1,\dots,I \qquad (3.5)$$

donde:

[1] Esta dependencia se representa en los parámetros del modelo estocástico de caudales.

$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(i)$	volumen máximo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D

3.3.3 Turbinamiento mínimo

Dado que puede ser físicamente imposible atender una restricción de turbinamiento mínimo, es decir, el problema de una etapa puede resultar inviable se modela variables de holgura en las restricciones de turbinamiento mínimo como se ilustra a continuación:

$$u_{tk}(i) + \delta u_{tk}(i) \geq \underline{u}_{tk}(i) \quad \text{for } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.6)$$

donde:

$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del turbinamiento mínimo en la etapa t, escalón k	hm^3	V

En la función objetivo se debe incluir la variable de holgura con un coeficiente de penalización alto[2]

3.3.4 Turbinamiento máximo

La máxima energía generada por una central hidroeléctrica está limitada por el mínimo valor entre la capacidad de la turbina y la capacidad del generador, como se muestra en la Figura 3.1.

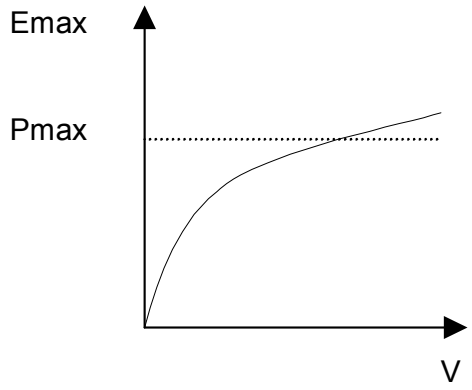


Figura 3.1 – Producción de energía

La restricción de turbinamiento máximo se formula de la siguiente manera:

$$u_{tk}(i) \leq Min\ (\overline{u}_{tk}(i), \overline{g}_{tk}(i) / \rho(v_t(i)))\ \quad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.7)$$

donde:

[2] La penalización debe reflejar el "trade-off" entre el costo operativo y el prejuicio de las violaciones de la restricción

$\overline{u}_{tk}(i)$	máximo volumen turbinable para la central i, etapa t. Representa la capacidad de la turbina	hm^3	D
$\overline{g}_{tk}(i)$	potencia máxima de la central i en la etapa t. Representa la capacidad del generador	MW	D
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	D

3.3.5 Producción de energía hidroeléctrica

$$g_{tk}(i) = \rho(vt(i)) \times u_{tk}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.8)$$

donde:

$g_{tk}(i)$	energía producida por i en el escalón k, etapa t	MWh	V
$\rho(vt(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t	MWh/hm^3	D

3.3.6 Límites en la generación térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \leq g_{tk}(j) \leq \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad 3.9)$$

donde:

$g_{tk}(j)$	energía producida por la central térmica j en el escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	límite de generación mínima de la central j en el escalón k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	límite de generación máxima de la central t en el escalón k	MWh	D

Cabe observar que los límites de generación en cada escalón de demanda se calculan de la siguiente manera:

$$\overline{g}_{tk}(j) = \overline{g}_t(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.10a)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_t(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.11b)$$

donde:

$h(k)$	duración del escalón k	hora	D

3.3.7 Suministro de la demanda

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (3.12)$$

donde:

d_{tk}	demanda de energía en la etapa t, escalón k	MWh	D

3.4 Función de costo futuro

Como se ilustró en la sección 2.7, la función de costo futuro se representa como un conjunto de restricciones lineales, donde cada una representa una linealización de la función.

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) = \alpha$$

sujeto a

$$\alpha \geq w_t(p) + \sum_{i=1}^{I} \lambda_{tv}(i,p) \times v_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{I} \lambda_{ta}(i,p) \times a_t(i) \qquad (3.13)$$

$$\text{para } p = 1, \ldots, P$$

donde:

p	índice de los cortes o linealizaciones		
P	número de cortes o linealizaciones de la función de costo futuro		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	$k\$$	V
$w_t(p)$	término constante del p-ésimo corte	$k\$$	D
$\lambda_{tv}(i,p)$	coeficiente del volumen final del embalse i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D
$\lambda_{ta}(i,p)$	coeficiente de la afluencia lateral a la central hidroeléctrica i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D

4 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – HIDROELÉCTRICA

Además de las restricciones básicas el programa SDDP permite modelar una serie de aspectos adicionales. Cabe observar que la representación de estos aspectos es opcional y depende de las características del sistema en estudio.

4.1 Vertimiento no controlable

Para los representar los embalses que no pueden verter si no están llenos, se utilizan restricciones de programación entera mixta, como se ilustra a continuación:

$$x_t(i) \leq v_{t+1}(i) / \overline{v}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.1a)$$

$$s_t(i) \leq M \times x_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.1b)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$x_t(i)$	variable de decisión de la planta i en la etapa t	$0-1$	V
$s_t(i)$	volumen vertido de la planta i en la etapa t	hm^3	V
M	una constante de grande valor (representa "infinito")	hm^3	D
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la planta i en la etapa t	hm^3	V
$\overline{v}_t(i)$	almacenamiento máximo de la planta i en la etapa t	hm^3	D

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta

El objetivo de restricciones de volumen de alerta es penalizar el almacenamiento cuando si encuentra en situaciones debajo de un nivel de seguridad. Este tipo de restricciones se utiliza, por ejemplo, en el sistema de Colombia.

$$v_t(i) + \delta a_t(i) \geq \underline{va}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.2)$$

donde:

$\underline{va}_t(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

1.1 × [Costo de la térmica más cara ($\$/MWh$)] × [Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse]

Por la expresión anterior se concluye que el costo para usar el volumen de alerta es más alto que el costo de utilizar la térmica más cara del sistema. Consecuentemente, el volumen de

alerta solo se utilizará cuando todas las plantas térmicas del sistema están generando su capacidad.

4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos

La curva de volumen mínimo operativo representa una reserva operativa "estratégica", más importante que el volumen de alerta.

$$v_t(i) + \delta m_t(i) \geq \underline{vm}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.3)$$

donde:

$\underline{vm}_t(i)$	volumen mínimo operativo de la central i, etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

1.1 × [Costo de Racionamiento ($\$/MWh$)] × [Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse]

En otras palabras esta restricción no será atendida únicamente si es físicamente imposible, por ejemplo, si el menor valor de la curva aumenta de una etapa para otra y el caudal no es suficiente para llenar el embalse hasta el nuevo nivel.

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera

La curva de volúmenes de espera representa restricciones en el volumen almacenado en el embalse para control de inundaciones. Estas restricciones son modeladas de la siguiente manera:

$$v_t(i) \leq Min\,(\overline{v}_t(i), \underline{ve}_t(i)) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.4)$$

donde:

$\underline{ve}_t(i)$	volumen de espera de la central i, etapa t	hm^3	D

4.5 Restricciones en el desfogue total

Las restricciones en el desfogue total de una central hidroeléctrica representan restricciones de navegación en el caso del desfogue total mínimo y en el caso del desfogue total máximo sirven para evitar daños aguas abajo en el caso de crecidas.

$$\underline{\Delta}_t(i) \leq u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \delta_{1t}(i) - \delta_{2t}(i) \leq \overline{\Delta}_t(i) \qquad (4.5)$$

para $i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K$

donde:

$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta_{1t}(i)$	violación del desfogue mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\delta_{2t}(i)$	violación del desfogue máximo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Las variables que representan las violaciones de las restricciones de desfogue entran en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$). Los valores de penalidad por violación del desfogue total (mínimo o máximo) deben ser informados por el usuario.

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada

La mayoría de las centrales de pasada tienen pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria, es decir, el volumen afluente que llega en la hora fuera de la punta puede ser almacenados para ser turbinado en la hora de punta. En el caso de embalses muy pequeños es posible limitar esta transferencia a través de la siguiente restricción:

$$u_{tk}(i) + s_{tk}(i) \geq \phi(i) \times \left[a_t(i) \times h(k) + \sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m)\right] \quad (4.6)$$
$$\text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K$$

donde:

$\phi(i)$	factor de regulación de la central de pasada i	p.u.	D

Si el factor de regulación $\phi(i) = 1$ significa que 100% del volumen lateral afluente en el escalón k (suma de la afluencia incremental y de los desfogues de las centrales aguas arriba) debe ser usado en el mismo escalón, es decir, no existe transferencia de energía entre los escalones: se trata de una central de pasada *pura*. Caso el factor de regulación $\phi(i) = 0$ significa que se puede transferir 100% del volumen afluente para producción de energía en cualquier otro escalón. Valores intermediarios para $\phi(i)$, entre 0 y 1, reflejan una capacidad parcial de regulación de los caudales entre los escalones.

4.7 Riego

Cuando se representan riegos, se modifica la ecuación de balance hídrico de las centrales con riego para considerar una constante $r(i)$ (que corresponde a los valores especificados para el riego) y una variable de decisión $\delta r(i)$ para representar la violación del riego especificado, como ilustrado a continuación:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^{K}[u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (4.7)$$
$$-r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{k=1}^{K}\left(\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m)\right)$$
$$\text{para } i = 1, \ldots, I$$

donde:

$r_t(i)$	volumen retirado de la central i (riego) en la etapa t	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm^3	V

La variable de holgura que representa la violación del riego $\delta r(i)$ tendrá sus límites establecidos por el propio valor del riego como:

$$\delta r_t(i) \leq r_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \tag{4.8}$$

La función objetivo penaliza estas variables de holgura (violación de riego) de acuerdo con el tipo del modelo de riego establecido por el usuario:

1. Riego es prioritario a la producción de energía:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ de\ déficit \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)\ ]$$

donde:

$J(i)$	conjunto de plantas aguas abajo de la planta i	D

2. La producción de energía es prioritaria al riego:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ operativo\ de\ la\ térmica\ más\ cara \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)\ ]$$

3. Valor de penalidad informado por el usuario:

$$\mu_r(i) = C_{ri} \times \delta r_t(m)$$

donde:

C_{ri}	costo fijo proporcionado por el usuario	$k\$/hm^3$	D

4.8 Modelo de volumen muerto

El proceso de llenado de un embalse hasta que el volumen embalsado alcance el nivel mínimo (conocido como "volumen muerto") tiene efecto sobre la operación tanto de plantes que están aguas arriaba como también de plantas ubicadas aguas debajo de la central en proceso de llenado del volumen muerto. Para representar el llenado del volumen muerto se utiliza curva creciente para el almacenamiento mínimo (sección 4.3) como ilustrado por la Figura 4.1 a continuación.

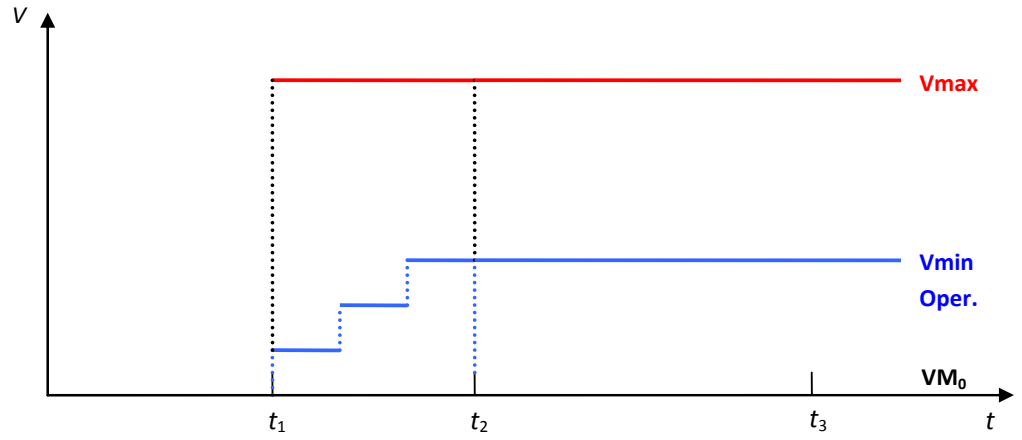


Figura 4.1 – Modelaje del llenado del volumen muerto de una central hidroeléctrica

donde:

t	etapa del estudio		D
t_1	la etapa inicial del período definido para completar el volumen muerto		D
t_2	el número de etapas para completar el volumen muerto		D
t_3	la etapa final del período definido para completar el volumen muerto, $t_2 = t_1 + N$		D
N	la etapa de entrada en operación		D
VM_0	condición del embalse en la primera etapa del período definido para completar el volumen muerto	p.u.	D
V_{max}	volumen máximo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3	D
V_{min}	volumen mínimo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3	D
Q_{max}	Turbinamiento máximo de los datos de configuración hidroeléctrica	m^3/s	D

En este modelo se observan las siguientes variaciones en el tiempo:

- Antes de t_1 la planta es futura, o sea, no produce energía;
- El volumen mínimo, para aquellas plantas que tienen período definido para completar el volumen muerto, no puede ser una restricción dura porque esto puede provocar inviabilidad a partir del período ($t_1 \leq t$) definido para completar el volumen muerto. El volumen mínimo será definido igual a cero y su volumen mínimo real será representado como un volumen mínimo operativo penalizado en la función objetivo;
- El proceso para completar el volumen muerto ($t_1 \leq t \leq t_2$) será realizado a través de una función lineal y creciente por bloques representada por el volumen mínimo operativo y penalizada como 1.1 × costo de déficit. En este período la planta deja de ser futura solamente para efecto de completar el volumen muerto pero no entra efectivamente en operación;

- A partir de $t \geq t_2$, la planta comienza a contribuir para la energía almacenada y energía almacenable máxima, a pesar de no estar en operación. La contribución para el cálculo de las energías debe ser solamente la debida al volumen del embalse. La productibilidad de esta planta no debe ser acumulada para uso en el cálculo de la energía almacenada. El volumen mínimo operativo será utilizado para calcular el volumen útil de la planta;
- De t_3 en adelante, la planta entra efectivamente en operación.

La Tabla 4.1 presenta un sumario de cómo se representan las variables durante el período de llenado del volumen muerto.

Tabla 4.1 – Parámetros para el proceso de llenado del volumen muerto

Variable/Período	$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$ $(k = 1 \ldots N-1)$	$t_2 \leq t < t_3$	$t_3 \leq t$
Factor de producción	Constante	Constante	Constante	Constante
Volumen mínimo	VM0	VM0	VM0	VM0
Volumen máximo	0	Vmax	Vmax	Vmax
Volumen mínimo operativo	0	VM0 + (Vmin-VM0) × (k+1)/N	Vmin	Vmin
Turbinamiento Máximo	0	0	0	Qmax
Energía Almacenada y Almacenable Máxima	0	0	Contabiliza solamente la contribución de la propia planta.	Contabiliza toda la cascada.

4.9 Canal de desfogue

La altura del canal de desfogue varía en función del desfogue total y esta dependencia influencia el cálculo del factor de producción, dado por:

$$\rho = \Delta h \times g \times \eta \qquad (4.9)$$

donde la diferencia de alturas está definida como:

$$\Delta h = h(v) - h(u+s) \qquad (4.10)$$

donde:

v	volumen almacenado en el embalse
u	volumen turbinado
s	volumen vertido
$h(v)$	cota del embalse
$h(u+s)$	cota del canal de desfogue

Suponga que $h(v)$ es constante o calculado a priori en función del volumen del embalse. Suponga también que se informa una tabla (h_i, d_i) que contiene la información de la cota del canal de desfogue función del desfogue total de la central. Por lo tanto, se puede considerar h_i la cota del canal de desfogue como representado en la Figura 4.2.

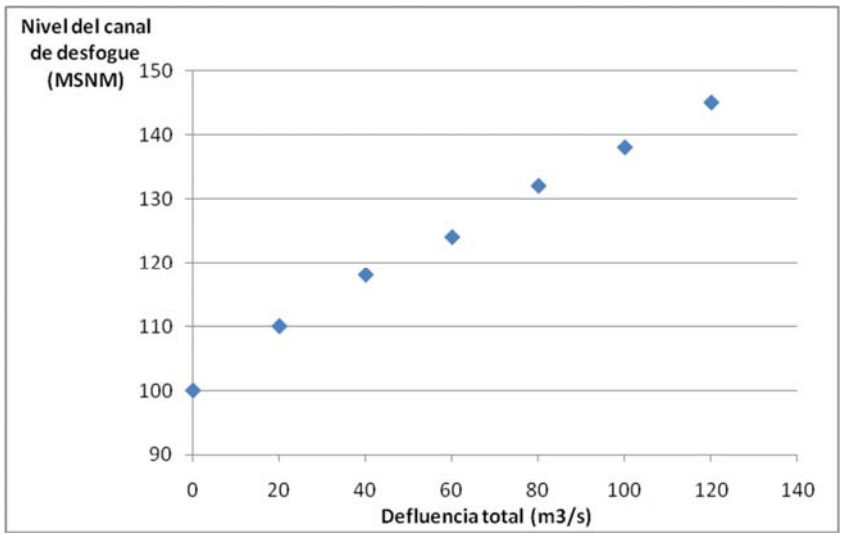


Figura 4.2 – Nivel del canal de desfogue versus desfogue total

A partir de estos cinco intervalos es posible definir los siguientes valores para Δh:

$$\Delta h_i = h(v) - h_i \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \tag{4.11}$$

Por lo tanto tendremos un factor de producción para cada intervalo:

$$\rho_i(d) = \Delta h_i \times g \times \eta \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \tag{4.12}$$

Finalmente la generación hidroeléctrica para cada segmento estará dada por:

$$E_i = \rho_i(d) \times u \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \tag{4.13}$$

La construcción de la curva a continuación se hace a partir de la siguiente tabla:

Tabla 4.2 – Cota del canal de desfogue versus desfogue total

Desfogue total (m3/s)	Cota del canal de desfogue (MSNM)	Factor de producción (MW/m3/s)	Turbinamiento (m3/s)	Generación (MW)
0	100	1.962	0	0.00
20	110	1.766	20	35.32
40	118	1.609	40	64.35
60	124	1.491	60	89.47
80	132	1.334	80	106.73
100	138	1.216	80	97.32
120	145	1.079	80	86.33

Para desfogues totales mayores que el turbinamiento máximo, la generación total va disminuir en función de la altura del canal de desfogue que aumenta con el vertimiento y por lo tanto disminuye el factor de producción.

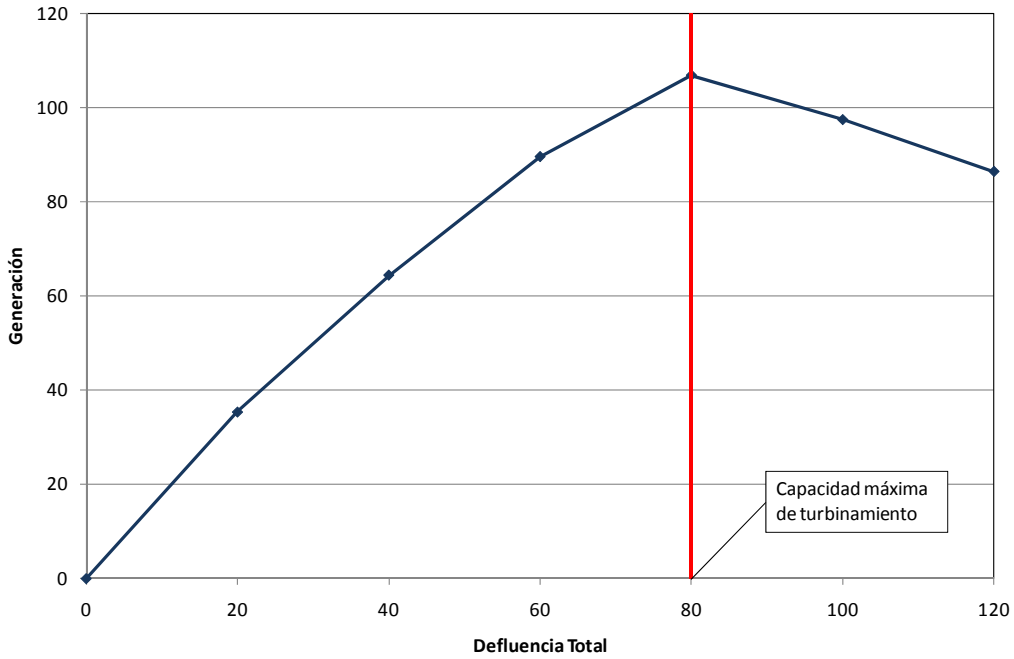


Figura 4.3 – Potencia generada × desfogue

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$a_i\,(u+s)\;+\;bi \tag{4.14}$$

donde:

$$a_i\;=(g_{i+1}-g_i)/(d_{i+1}-d_i) \qquad \text{y} \qquad b_i\;=\;g_{i+1}-a_i\,d_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la altura del canal de desfogue puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \leq a_i\,(u+s)\;+\;bi \tag{4.15a}$$

$$u\;\leq\;\overline{u} \tag{4.15b}$$

4.10 Generación en función de la afluencia

Para plantas filo de agua, el turbinamiento es igual a la afluencia total. La utilización de caudales promedio (mensuales o semanales) puede súper-estimar la generación de estas plantas. Una alternativa para modelar la generación de plantas filo de agua de manera más adecuada es definir una tabla que relaciona el caudal turbinable dado el caudal total. Por ejemplo:

Tabla 4.3 – Turbinamiento versus caudal afluente

Caudal total (m^3/s)	Caudal turbinable (m^3/s)
$a_t \leq 10$	10
$10 < a_t \leq 20$	19
$20 < a_t \leq 30$	28
$30 < a_t \leq 40$	36
$40 < a_t \leq 50$	38

Una manera de corregir esta sobre-estimativa seria ajustar el factor de producción de la central por un factor que represente que la producción de energía depende del caudal afluente total. Suponga el siguiente ajuste para una central con factor de producción de 1.2 $MW/m^3/s$:

Tabla 4.4 – Factor de Producción

Caudal total (m3/s)	Caudal turbinable (m3/s)	Ajuste de factor de producción	Factor de producción resultante
$a_t \leq 10$	10	1.00	1.20
$10 < a_t \leq 20$	19	0.95	1.14
$20 < a_t \leq 30$	28	0.93	1.12
$30 < a_t \leq 40$	36	0.90	1.08
$40 < a_t \leq 50$	38	0.76	0.91

La generación hidroeléctrica, representada por la variable E_h para cada intervalo es dada por el producto del factor de producción resultante multiplicado por el caudal total, limitada por la capacidad de turbinamiento de la planta.

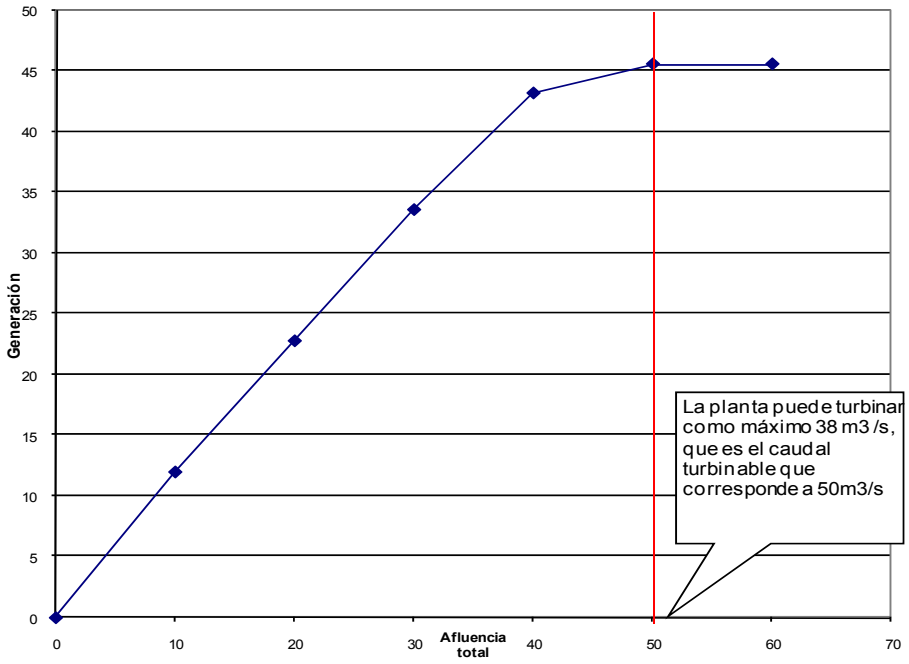


Figura 4.4 – Factor de producción × caudal afluente de plantas filo de agua

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$\phi_i\,(u+s)\;+\;\theta_i \tag{4.16}$$

Donde utilizando los puntos extremos (a_i, g_i) y (a_{i+1}, g_{i+1}), se obtiene:

$$\phi_i\;=(g_{i+1}-g_i)/(a_{i+1}-a_i) \qquad \text{y} \qquad \theta_i\;=\;g_{i+1}-\phi_i\,a_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la afluencia total puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \le \phi_i\,(u+s)\;+\;\theta_i \quad \text{para } i\;=\;1,\ldots,\mathit{Número\ de\ segmentos} \tag{4.17a}$$

$$u\;\le\;\overline{u} \tag{4.17b}$$

4.11 Curva de aversión a riesgo

La Curva de Aversión a Riesgo (CAR) se representa en el modelo SDDP por sistema a través de la siguiente restricción:

$$\sum_{i\in N_r}\sum_{j\in J_i}(\rho(v_t(j))\times(v_{t+1}(j)-\underline{v}_t(j))\times f_{vutil}(j)\;+\;\delta_t\;\ge \tag{4.18}$$
$$f_{ea}\times\sum_{i\in N_r}\sum_{j\in J_i}(\overline{\rho}(j)\times(\overline{v}_t(j)-\underline{v}_t(j))\times f_{vutil}(j)$$

donde:

i, j	índices para los embalses		
N_r	número de embalses del sistema		
J_i	conjunto de plantas hidroeléctricas aguas abajo de la planta i		
$\rho(v_t(j)$	coeficiente de producción para cálculo de la energía almacenada de la CAR, de la planta j en la etapa t, calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	V
$\overline{\rho}(j)$	coeficiente de producción promedio para cálculo de la energía almacenable máxima, de la planta j	MWh/hm^3	D
$v_{t+1}(j)$	almacenamiento final de j en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_t(j)$	almacenamiento mínimo de j en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(j)$	almacenamiento máximo de j en la etapa t	hm^3	D
$f_{vutil}(j)$	factor de participación del volumen de la planta j en el sistema	$p.u$	D
δ_t	variable de holgura asociada a la restricción de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	$p.u$	D

La variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad expresado en $/MWh. Ella indica cual es el recurso más caro que se desea utilizar para evitar la violación del nivel de almacenaje establecido por la Curva de Aversión a Riesgo. El usuario puede seleccionar el tipo de penalización que desea asociar a la violación de la Curva de Aversión a Riesgo. Las siguientes dos posibilidades están disponibles en el programa.

- Penalidad de referencia: corresponde a un valor constante, informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo. Es la opción padrón (*1.1 × Costo de la térmica más cara*) determina que esta restricción no será atendida únicamente con la finalidad de evitar un racionamiento en el sistema.
- Penalidad reducida: corresponde a un valor de penalidad calculado automáticamente en función del valor del agua para cada etapa y escenario hidrológico.

En la recursión backward existen dos opciones adicionales para corrección del factor de penalización. En la primera se determina la penalización reducida para el primer escenario condicionado (abertura) de cada serie y se asume que este valor es una buena aproximación para las aberturas restantes. En la segunda opción, el programa determina una penalización reducida individualizada para cada escenario condicionado.

4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de alerta a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) \; + \; \delta a_t(r) \geq \underline{ea}_t(r) \qquad (4.19)$$

para $r = 1, \ldots, R_a$

donde

R_a	conjunto de restricciones de energía de alerta		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de alerta r		
$\delta a_t(r)$	violación da energía de alerta r en la etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de alerta r en la etapa t	MWh	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de alerta es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad ($\$/MWh$), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ de\ la\ térmica\ más\ cara$$

4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de seguridad a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta m_t(r) \geq \underline{em}_t(r) \qquad (4.20)$$

para $r = 1, \ldots, R_s$

donde

R_s	conjunto de restricciones de energía de seguridad		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de seguridad r		
$\delta m_t(r)$	violación de la energía de seguridad r en la etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de seguridad r en la etapa t	MWh	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de seguridad es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad ($\$/MWh$), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ de\ déficit$$

4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad máxima de energía de espera a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) \leq \overline{ee}_t(r) \qquad (4.21)$$

para $r = 1, \ldots, R_e$

donde

R_e	conjunto de restricciones de energía de espera

U_{r}	conjunto de embalses para la restricción de energía de espera r		
$\overline{ee}_t(r)$	energía de espera r en la etapa t	MWh	D

5 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – PLANTAS TÉRMICAS

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte

El factor de consumo de centrales térmicas (en unidades de combustible/MWh) se representa variable hasta un máximo de tres valores de acuerdo al despacho de la central, como se muestra en la Figura 5.1 a continuación.

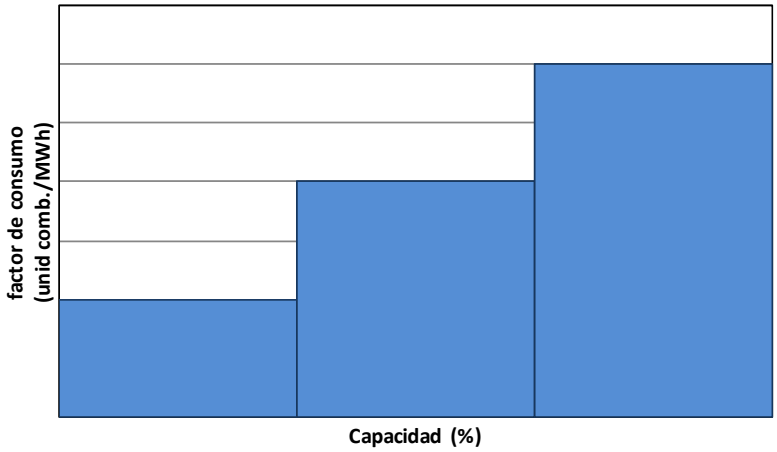


Figura 5.1 – Factor de consumo en función de la producción de la central térmica

En este caso el costo operativo de la central térmica resulta en una función lineal por partes, como ilustrado en la Figura 5.2.

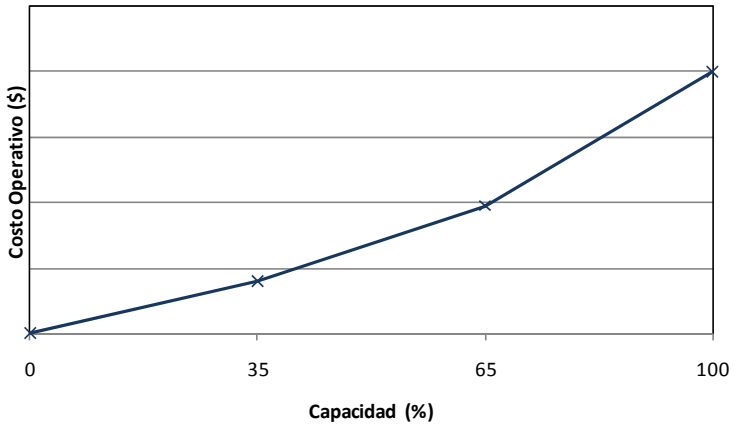


Figura 5.2 – Costo operativo térmico por una función lineal por partes

Se observa que los costos operativos unitarios son no decrecientes. Internamente, este tipo de central se representa con tres variables de generación térmica, cada una con un costo unitario de $c(j,h)$ \$/MWh,para$h = 1,2,3$. Estas variables tienen los siguientes límites operativos:

$$0 \leq g_{tk}(j,h) \leq \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1,\ldots,J;\ h = 1,2,3;\ k = 1,\ldots,K \qquad (5.1)$$

donde:

$c(j,h)$	costo unitario de la térmica j en el tramo h		D
$g_{tk}(j,h)$	generación de la central térmica j en el tramo h	MWh	V
$\sigma(j,h)$	factor de participación del tramo h en la capacidad total	$p.u$	D

La generación total de la central en la etapa t, escalón k, es, por lo tanto, calculada como la suma de las variables generación de cada tramo:

$$g_{tk}(j) = \sum_{h=1}^{3} g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1,\ldots,J;\ k = 1,\ldots,K \qquad (5.2)$$

De forma similar, en la función objetivo del problema de despacho el costo de producción de la térmica se calculará por:

$$\sum_{h=1}^{3} c(j,h) \times g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1,\ldots,J;\ k = 1,\ldots,K \qquad (5.3)$$

Cabe observar que si para la central térmica j se representan restricciones de generación mínima mayores que cero, las restricciones de límite operativo se escriben de la siguiente forma:

$$Min\left\{\underline{g}_{tk}(j) - \sum_{i<h} \sigma(j,i) \times \overline{g}_{tk}(j)\,;\, \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j)\right\} \leq$$
$$g_{tk}(j,h) \leq \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j) \qquad (5.4)$$
$$\text{para } j = 1,\ldots,J;\ h = 1,2,3, k = 1,\ldots,K$$

5.2 Centrales térmicas *must-run*

Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima. En este caso las restricciones de límite de generación térmica para centrales para este tipo de central se substituyen por las siguientes restricciones:

$$g_{tk}(j) = \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\ldots,J;\ k = 1,\ldots,K \qquad (5.5)$$

5.3 Límites en el consumo de combustible

La restricción representa límites en la disponibilidad de un combustible en la etapa:

$$\sum_{k=1}^{K} \sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \overline{\Phi}_t(l) \qquad \text{para } l = 1,\ldots,F \qquad (5.6)$$

donde:

l índice de los combustibles

F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\overline{\Phi}_t(l)$	disponibilidad del combustible de la central l en la etapa t	UC	D

5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible

La restricción representa límites en la tasa de consumo de un combustible en la etapa, debido, por ejemplo, a la dimensión de un gaseoducto.

$$\sum_{j\in\Phi(l)} \varphi(j)\times g_{tk}(j) \;\le\; \tau_t(l)\times h(k) \qquad \text{para } l = 1,\dots,F;\; k = 1,\dots,K \qquad (5.7)$$

donde:

l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa máxima de consumo del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$h(k)$	duración del escalón k	horas	D

5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas

Las restricciones de generación mínima son necesarias por ejemplo para aporte de reactivos. Cuando son individuales se representan como los límites inferiores de las variables de generación térmica3.9). Para grupos de centrales térmicas se representa la siguiente restricción:

$$\sum_{j\in J_r} g_{tk}(j) \ge \underline{G}_{tk}(r) \qquad \text{para } r = 1,\dots,R;\; k = 1,\dots,K \qquad (5.8)$$

donde:

r	índice de los grupos de centrales térmicas		
R	número de grupos de centrales térmicas		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen al grupo r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	generación mínima para el grupo r en la etapa t, escalón k	MWh	D

Observe que en la implementación de esta restricción existe la limitación de que cada unidad térmica sólo puede participar en una restricción de generación mínima.

5.6 Restricciones de generación

Estas restricciones son una generalización de las anteriores. Pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas y pueden limitar su generación total inferior o superiormente. Además cada generador hidroeléctrico o térmico puede participar en más de una restricción.

La expresión general es:

$$\underline{G}_{tk}(r) \leq \sum_{i \in I_r} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \ldots, R;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.9)$$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
I_r	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	Límite inferior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	Límite superior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D

5.7 Centrales térmicas multi-combustible

Una central térmica multi-combustible se representa como un grupo de centrales térmicas que comparten datos que son iguales, por ejemplo, generación mínima, factores de indisponibilidad y otros que son particulares al combustibles que está en uso, datos de consumo, costo operativo, generación máxima. De esta manera la variable de generación $g_{tk}(j)$ se substituye por un conjunto de variables $g_{tk}(j)$, cada una de ellas representando la parte de generación de la térmica j correspondiente a cada uno de los combustibles alternativos. Para representar la capacidad variable por los combustibles se define una variable $p_{tk}(i)$ que asume valores entre 0 y 1. La generación total de este grupo de plantas térmicas debe satisfacer la siguiente restricción:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \qquad \text{para } i \in M(j);\ j \in J \qquad (5.10a)$$

$$0 \leq \sum_{i \in M(j)} p_{tk}(i) \leq 1 \qquad \text{para } j \in J \qquad (5.10b)$$

donde:

$M(j)$	conjunto de variables de generación térmica que representan la generación de cada combustibles en la central multi-combustible j
$p_{tk}(i)$	parte de la capacidad utilizada para producción por el combustible i en la central térmica j
J	Conjunto de térmicas multi-combustible

De forma similar al caso en que los costos operativos se representan por una función lineal por partes, las generaciones variables asociadas a térmicas multi-combustibles son consideradas en las restricciones de una central térmica. Por ejemplo, caso la central j es multi-combustible y *must-run*, se modifica la ecuación (5.10a) para:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \qquad \text{para } i \in M(j) \qquad (5.11)$$

Similarmente, la función objetivo de problema de despacho se modifica para:

$$\sum_{i \in M(j)} c(i) g_{tk}(i) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (5.12)$$

donde:

$c(i)$	costo operativo de la térmica j considerando el combustible representado por la variable de generación $g_{tk}(i)$	$\$/MWh$	D

Se destaca que es posible combinar centrales térmicas multi-combustible con otros atributos de una central térmica, por ejemplo, costos operativos representados por una linear por partes y must-run.

5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment

Las centrales térmicas tipo *commitment* representan aquellas para las cuales está asociado un costo de arranque. La decisión de despachar una central térmica de este tipo puede ser realizada para cada etapa o cada escalón de demanda dentro de la etapa. En ambos casos estas centrales se modelan usando variables de decisión entera (0/1). De esta forma la representación de este tipo de centrales requiere la utilización de algoritmos de programación entera mixta, lo que introduce una complicación de tipo computacional en el modelo. Si el número de estas centrales no es muy elevado este aspecto no es muy importante.

Si la decisión de despachar se realiza una vez en la etapa, los límites de generación se representan con las siguientes restricciones.

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \leq 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.13a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \geq 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.13b)$$

$$x_t(j) \in \{0,1\} \qquad \text{para } j \in C \qquad (5.13c)$$

donde:

C	conjunto de las centrales térmicas tipo *commitment*	$\$/MWh$	D
$x_t(j)$	decisión de despachar la central térmica j (variable entera 0/1) en la etapa t	$p.u$	V

Se incluye en la función objetivo la variable de decisión multiplicada por el costo de arranque correspondiente:

$$\sum_{j \in C} c_a(j) \times x_t(j) \qquad (5.14)$$

donde:

$c_a(j)$	costo de arranque de la central térmica j	$k\$$	D

Si la decisión de despachar la central térmica se realiza a cada escalón, entonces las restricciones resultan:

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \tag{5.15a}$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \tag{5.15b}$$

$$x_{tk}(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \tag{5.15c}$$

y el término que debe ser incluido en la función objetivo es:

$$\sum_{j \in C} \sum_{j \in C} c_a(j) \times x_{tk}(j) \tag{5.16}$$

donde:

$x_{tk}(j)$ decisión de despachar la central térmica en el escalón k $p.u$ V

5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible

En un contrato Take or Pay (ToP), el generador "pre-compra" una dada cantidad de combustible, el cual puede ser utilizado durante todo el periodo de duración del contrato. En cada etapa, el generador decide el montante de combustible que será retirado de su "cuenta" de contrato. Este combustible puede ser utilizado para producir energía y/o ser almacenado en un reservorio físico de combustible para utilización futura. Al final del contrato, cualquier cantidad remaneciente de combustible en la "cuenta" es generalmente perdida. En algunos contratos ToP especiales, una fracción remaneciente puede ser transferida para el contrato siguiente. Finalmente, el generador puede también comprar combustible adicional del mercado spot, a precios mayores.

Los parámetros de un contrato de combustible ToP son la duración (número de etapas), los volúmenes mínimo y máximo y una tasa de disponibilidad. Como mencionado, el volumen mínimo de combustible es un valor pre-pago (valor ToP). De esta manera, cada contrato de suministro de combustible puede ser modelado por dos reservorios, uno representando el componente ToP, y el otro la posibilidad de comprar combustible adicional hasta su capacidad máxima. Un tercero reservorio es utilizado para representar el almacenamiento físico de combustible, cuando el mismo está disponible.

Los niveles de almacenaje de los reservorios de combustible formarán parte de las variables de estado del SDDP y serán incorporadas en el procedimiento de la etapa backward del algoritmo del SDDP, donde aproximaciones linearles de la función de costo futuro (FCF) son construidas.

Por simplicidad de notación, iremos ilustrar el modelo de contrato de combustible para el caso con solamente un contrato de combustible ToP, un reservorio físico de combustible y una única planta térmica. Los siguientes términos serán adicionados a la función objetivo.

$$\alpha_t(w_t, y_t, z_t) =$$

$$Min\{Cc \times (\sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(j) + \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(r))\} - \alpha_{t+1}(w_{t+1}, y_{t+1}, z_{t+1}) \tag{5.17}$$

Observe que el montante fijo del contrato correspondiente a la parte ToP no es adicionado a la función objetivo porque él no afecta el proceso de optimización. Su contribución es adicionada separadamente en los informes de salida.

Las ecuaciones de balance para el contrato de combustible (ToP y compra adicional) se presentan a continuación:

$$w_{t+1} = w_t + aw_t - \sum_{k=1}^{K} fw_{tk}(j) - \sum_{k=1}^{K} fw_{tk}(r) - sw_t \quad (5.18)$$

$$0 \leq w_{t+1} \leq \overline{w} \quad (5.19)$$

$$y_{t+1} = y_t + ay_t - \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(j) - \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(r) - sy_t \quad (5.20)$$

$$0 \leq y_{t+1} \leq \overline{y} \quad (5.21)$$

El contrato tiene un límite de disponibilidad, por bloque.

$$0 \leq fw_{tk}(j) + fw_{tk}(r) + fy_{tk}(j) + fy_{tk}(r) \leq \overline{f}c_k \quad (5.22)$$

El reservorio físico de combustible es por su vez representado por el balance del reservorio y sus límites de inyección y de retirada.

$$z_{t+1} = z_t + \sum_{k=1}^{K} fw_{tk}(r) + \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(r) - \sum_{k=1}^{K} fz_{tk}(j) \quad (5.23)$$

$$\underline{y} \leq y_{t+1} \leq \overline{y} \quad (5.24)$$

$$0 \leq fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r) \leq \overline{If}r_k \quad (5.25)$$

$$0 \leq fz_{tk}(j) \leq \overline{Rf}r_k \quad (5.26)$$

Finalmente, se representa el balance de combustible por planta térmica.

$$fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j) + fz_{tk}(j) - \varphi(j) \times g_{tk}(j) = 0 \quad (5.27)$$

donde:

r	índice para el reservorio físico de combustible		
w_{t+1}	almacenaje final del reservorio del contrato, parcela ToP, al final de la etapa t	UC	V
$\overline{w}$	límite de almacenaje del reservorio ToP de combustible	UC	D
y_{t+1}	almacenaje final del reservorio adicional del contrato, al final de la etapa t	UC	V
$\overline{y}$	límite de almacenaje del reservorio adicional de combustible	UC	D
z_{t+1}	almacenaje final del reservorio de combustible al final de la etapa t	UC	V
$\underline{z}$	límite mínimo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
$\overline{z}$	límite máximo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
Cc	costo del contrato de combustible	\$/UC	D
$fw_{tk}(j)$	montante del contrato de combustible ToP consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fw_{tk}(r)$	montante del contrato de combustible ToP almacenado en el reservorio físico del combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fy_{tk}(j)$	montante adicional del contrato de combustible consumido por la	UC	V

	planta térmica j en la etapa t y en el bloque k		
$fy_{tk}(r)$	montante adicional del contrato de combustible almacenado en el reservorio físico de combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
aw_t	afluencia del contrato de combustible ToP. Este valor corresponde al montante total del ToP, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sw_t	vertimiento del contrato de combustible ToP	UC	V
ay_t	afluencia adicional del contrato de combustible. Este valor corresponde al montante adicional de contrato, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sy_t	vertimiento adicional del contrato de combustible	UC	V
$\overline{fc}_k$	disponibilidad del contrato de combustible en el bloque k	UC	D
$fz_{tk}(j)$	montante de almacenaje del reservorio físico de combustible consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$\overline{Ifr}_k$	inyección máxima en el reservorio físico de combustible en el bloque k	UC	D
$\overline{Rfr}_k$	retirada máxima del reservorio de combustible en el bloque k	UC	D

6 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – RESERVA DE GENERACIÓN

6.1 Reserva rodante

La reserva rodante es un margen operativo dado en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada.

6.1.1 Reserva rodante para centrales hidroeléctricas

En el caso de centrales hidroeléctricas la reserva rodante se representa como un valor que se substrae de la máxima capacidad de la planta. En este caso la restricción de turbinamiento máximo resulta:

$$u_{tk}(i) \leq Min\left(\overline{u}_{tk}(i), \frac{\overline{g}_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))}\right) - \frac{r_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \qquad \text{para } i = 1,\dots,I;\ k = 1,\dots,K \quad (6.1)$$

donde:

$r_{tk}(i)$ reserva rodante de la central i, etapa t, escalón k MW D

6.1.2 Reserva rodante para centrales térmicas

En el caso de centrales térmicas la reserva rodante se representa a través de la siguiente restricción:

$$g_{tk}(j) \leq \overline{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (6.2)$$

donde:

$r_{tk}(j)$ reserva rodante de la central *i*, etapa *t*, escalón *k* MW D

Cabe observar que cuando la central térmica tiene una función de costos por tramos, la restricción resultante es:

$$\sum_{h=1}^{3} g_{tk}(j,h) \leq \overline{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (6.3)$$

6.2 Restricciones de reserva de generación

Estas restricciones de reserva de generación pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas. Existen tres opciones de representación, cuya expresión es detallada a seguir:

1. La reserva de generación debe ser mayor o igual a un porcentaje de la demanda del sistema:

$$\sum_{i\in I(r)}(\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j\in J(r)}(\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq f(r) \times d_{tk} \quad (6.4)$$

para $r = 1, \ldots, R_1;\ k = 1, \ldots, K$

2. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que no pertenece al conjunto de reserva:

$$\sum_{i \in I(r)} (\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \notin I(r) \cup J(r) \quad (6.5)$$

para $r = 1, \ldots, R_2;\ k = 1, \ldots, K$

3. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que pertenece al conjunto de reserva.

$$\sum_{m \in I(r) \cup J(r) - s} (\overline{g}_{tk}(m) - g_{tk}(m)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \in I(r) \cup J(r) \quad (6.6)$$

para $r = 1, \ldots, R_3;\ k = 1, \ldots, K$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R_1	número de restricciones de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de generación tipo 3		
$I(r)$	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción t		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	$p.u$	D
d_{tk}	demanda de la etapa t, escalón k	GWh	D

7 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE

El SDDP permite representar fuentes de energía renovable: centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa, etc. La representación adoptada en el SDDP presupone que el aporte de estas centrales es independiente de una etapa para la siguiente, i.e. la correlación serial es nula. Sin embargo, se preserva una característica importante que es la correlación espacial; por ejemplo, es posible representar la correlación espacial entre aportes en centrales eólicas en una misma región, donde las variaciones del viento son parecidas.

El usuario suministra escenarios estacionales de generación, que pueden ser registros históricos o generados por algún modelo externo. Antes de iniciar el proceso iterativo para cálculo de la política, el SDDP determina los escenarios que serán utilizados de la siguiente manera: para cada etapa t y para cada escenario de caudales condicionados s (abertura en la backward), se sortea un escenario de aporte de energía renovable entre los informados por el usuario para ese mes. Estos escenarios son utilizados en la fase backward.

En la fase de simulación forward se utilizan los mismos escenarios y si el número de series forward es mayor que el número de aberturas, se aplica un esquema de carrusel.

En el caso de una simulación separada, el modelo permite utilizar los mismos escenarios utilizados en la política o bien sortear directamente del archivo de escenarios del usuario. Para mayores detalles, referirse a los manuales de descripción de archivos y de usuario.

En el modelo matemático los aportes de las fuentes de energía renovable son descontados de la demanda, como mostrado a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & cg + \alpha \\ & g + r = d' \\ & r \leq d' \end{aligned}$$

donde $d' = d - ER$, siendo ER la suma de los aportes de fuentes de energía renovable en el sistema en esa etapa y serie.

8 RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Existen dos diferentes formas para representar las restricciones de la red de transmisión: a través de un modelo de interconexiones, que se encuentra descripto en esta sección; o a través del modelo de flujo de potencia linealizado, que está descripto en la próxima sección.

8.1 Modelo de interconexión

El modelo de interconexiones representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos:

La demanda del sistema es compuesta por partes elásticas e inelásticas. Todas las partes son opcionales, siendo que la demanda puede ser puramente inelástica, puramente elástica o una combinación de ambas.

$$d_{tk}(s) = \sum_{i \in In(s)} d^{i}_{tk}(s,i) + \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} d^{e}_{tk}(s,e,p)$$

$$0 \le d^{e}_{tk}(s,l,p) \le \overline{d^{e}_{tk}}(s,l,p)$$

para $s = 1, \dots, S;\ k = 1, \dots, K$

$l = 1, \dots, L(l);\ p = 1, \dots, P(p)$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
i	índice de la parte inelástica de la demanda		
$In(s)$	números de demandas inelásticas del sistema s		
e	índice de la parte elástica de la demanda		
$El(s)$	números de demandas elásticas del sistema s		
p	índice del segmento de la parte elástica de la demanda		
$P(s)$	números de segmentos de la parte elástica de la demanda l		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V
$d^{i}_{tk}(s,i)$	demanda inelástica i de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	D
$d^{e}_{tk}(s,e,p)$	segmento p de la parte e de demanda elástica de energia en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V
$\overline{d^{e}_{tk}}(s,e,p)$	limite máximo del segmento p de la parte e de demanda elástica de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	D

La ecuación de suministro de la demanda es representada por:

$$\sum_{i \in I(s)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(s)} g_{tk}(j) + \sum_{l \in \Omega(s)} \left(\omega_{tk}(l,s) - \omega_{tk}(s,l)\right) + r_{tk}(s)$$

$$= d_{tk}(s) \tag{8.1}$$

$$\omega_{tk}(l,s) \leq \overline{\omega}_{tk}(l,s)$$

$$0 \leq r_{tk}(s) \leq \sum_{i \in In(s)} d^{i}_{tk}(s,i)$$

para $s = 1, \ldots, S;\ k = 1, \ldots, K$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidráulicas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas conectados al sistema s		
$\omega_{tk}(l,s)$	energía transferida del sistema l para el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V
$\overline{\omega}_{tk}(l,s)$	capacidad de interconexión entre los sistemas l e s	MWh	D
$r_{tk}(s)$	déficit de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V

La función objetivo considera un costo variable que depende del bloque, de la variable de interconexión, del costo de déficit de la parte inelástica de la demanda y del precio asociado a la parte elástica de la demanda, como se describe a seguir.

$$\text{Min } \Big(\sum_{l \in \Omega(s)} \big(c(l,s) \times \omega_{tk}(l,s) + c(s,l) \times \omega_{tk}(s,l) \big) + cr(s) \times r_{tk}(s) - \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} \big(c^{e}_{tk}(s,e,p) \times d^{e}_{tk}(s,e,p) \big) \Big) \tag{8.2}$$

donde

$c(l,s)$	costo de transferencia de energía del sistema l para el sistema s	$\$/MWh$	D
$c(s,l)$	costo de transferencia de energía del sistema s para el sistema l	$\$/MWh$	D
$cr(s)$	costo de déficit de energía del sistema s	$\$/MWh$	D
$c^{e}_{tk}(s,e,p)$	precio máximo del segmento p de la parte elástica de la demanda e en el sistema s	$\$/MWh$	D

8.1.1 Restricción de suma de intercambios

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de líneas de interconexión seleccionadas por el usuario. Representando k como el índice del escalón de carga y t como el índice de tiempo, ellas pueden ser representadas por:

$$\underline{I}_{tk}(si) \leq \sum_{m \in K(si)} I_{tk}(m, si) \leq \overline{I}_{tk}(si) \text{ para } si = 1, \ldots, N_{si};\ k = 1, \ldots, K \tag{8.3}$$

donde:

si	índice de la restricción de suma de intercambio
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambios
$K(si)$	número de líneas de interconexión pertenecientes a la restricción de suma de intercambios si

$I_{tk}(m, si)$	intercambio de la línea de interconexión m, en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambios si, en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambios si, en la etapa t, escalón k	MWh	D

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia activa linealizado se compone de dos conjuntos de ecuaciones, correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y a las restricciones de límite de flujo en los circuitos.

8.2.1 Primera ley de Kirchhoff

La primera ley representa la ecuación de balance de energía en cada nodo (con el objetivo de simplificar la notación suponemos que existe un único generador en cada nodo):

$$\sum_{m\in\Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N \tag{8.4}$$

donde:

n	índice de los nodos		
N	número de nodos		
$g(n)$	generación en el nodo n	MWh	V
$d(n)$	demanda en el nodo n	MWh	D
m	índice de los circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos conectados directamente con el nodo n		

El conjunto de las ecuaciones (8.4) se escribe en forma matricial como:

$$Sf + g = d \tag{8.5}$$

donde:

S Matriz de incidencia $N \times M$ que representa las conexiones nodo-circuito: la columna m de la matriz S contiene ceros en todas las posiciones excepto en las posiciones correspondientes a los nodos terminales del m-ésimo circuito, a saber, $n_F(m)$ y $n_T(m)$

$$S(:,m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \cdots \\ +1 \\ \cdots \\ -1 \\ \cdots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{matrix} \\ \\ \leftarrow nodo\ DE\ n_F(m) \\ \\ \leftarrow nodo\ PARA\ n_T(m) \\ \\ \\ \end{matrix}$$

f vector M-dimensional de flujos en los circuitos
g vector N-dimensional de generaciones
d vector N-dimensional de demandas

8.2.2 Segunda ley de Kirchhoff

A su vez, la segunda ley de Kirchhoff establece que:

$$f(m) = \gamma(m)(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \text{ para } m = 1, \ldots, M \tag{8.6}$$

donde:
$\gamma(m)$ susceptancia del circuito m
$\theta(n_F(m)$ ángulo nodal en el nodo DE $n_F(m)$
$\theta(n_T(m))$ ángulo nodal en el nodo PARA $n_T(m)$

En términos matriciales, las ecuaciones, (8.6) son:

$$f = \gamma S' \theta \tag{8.7}$$

donde:
γ matriz diagonal $M \times M$ que contiene las susceptancias de los circuitos
S' matriz $M \times N$, matriz transpuesta de la matriz incidencia S
θ vector N-dimensional de ángulos nodales

8.2.3 Límites en los flujos en los circuitos

$$-\overline{f} \leq f \leq \overline{f} \tag{8.8}$$

Donde $\overline{f}$ es el vector de capacidad de los circuitos.

8.2.4 Formulación compacta

Todas las restricciones de esta formulación (8.4) – (8.8) son lineales y pueden ser incluidas en el planteamiento del problema. Sin embargo, cabe observar que existen tres tipos de variables de decisión, correspondientes a los vectores θ y f (el vector de generación g ya está considerado en las ecuaciones básicas). En una red típica el número de generadores sería alrededor de 100, mientras que el número de barras y circuitos puede ser diez veces mayor. Ahora vamos a

mostrar que el esfuerzo computacional puede ser reducido rescribiendo el problema únicamente en términos del vector de decisiones g.

Substituyendo *f* como fue definido en (8.7) en (8.5) resulta:

$$B\theta + g = d \tag{8.9}$$

donde $B = S\gamma S'$ es una matriz $N \times N$ conocida como matriz susceptancia.

El sistema de ecuaciones lineales (8.9) puede ser resuelto en términos de θ calculando la matriz inversa de B, i.e. $\theta = B^{-1}(d - g)$. Sin embargo, Se puede demostrar que el rango de la matriz B es $N - 1$. Por lo tanto, se necesita eliminar una fila y una columna de B – por ejemplo las correspondientes al nodo s – y escribir el sistema de ecuaciones como:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \tag{8.10}$$

donde ~ representa matrices y vectores sin el nodo s. El ángulo nodal para el nodo s, conocido como nodo de referencia, se define como $\theta_s = 0$. Para simplificar la notación escribimos la ecuación (8.10) en términos de los vectores completos de generación y demanda adicionando una línea y una columna nulas en la posición s de la matriz $\tilde{B}^{-1}$. Denotamos esta matriz resultante B^{-1} y se rescribe el sistema (8.10) en términos de los vectores originales:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \tag{8.11}$$

Remplazando (8.11) en (8.7), se obtiene:

$$f = \beta(d - g) \tag{8.12}$$

donde $\beta = \gamma S B^{-1}$ es una matriz $M \times N$. Cada elemento β_{mn} representa la sensibilidad del flujo en el circuito m con respecto a una variación en la generación en el nodo n. Se observa que los factores de sensibilidad con respecto al nodo de referencia s son iguales a cero, es decir, una variación en la inyección en este nodo no afecta los flujos. La razón es que el valor de la generación en la barra de referencia se calcula implícitamente a partir del balance generación demanda de los otros nodos:

$$e'g = e'd \tag{8.13}$$

donde e es un vector unitario de dimensión N, es decir, $e' = (1, \cdots, 1)$

Las ecuaciones resultantes de la formulación compacta son:

$$e'g = e'd \tag{8.14}$$

$$g \leq \overline{g} \tag{8.15}$$

$$-\overline{f} \leq \beta(d - g) \leq \overline{f} \tag{8.16}$$

Las restricciones (8.14) y (8.15) ya están consideradas en la formulación pues corresponden al suministro de la demanda y límites para la generación. La nueva restricción que debe ser agregada al modelo es la (8.16). Escribiéndola en términos algébricos se obtiene:

$$-\overline{f}(m) \leq \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N)(d(n) - g(n)) \leq \overline{f}(m) \quad \text{para } m = 1, \ldots, M \qquad (8.17)$$

Rescribiendo para considerar la demanda para el lado derecho de la ecuación, agregando las informaciones de la etapa y del escalón de demanda, y relajando la consideración de que existe un generador para cada nodo se obtiene:

$$\sum_{i=1}^{I} \beta(m,N(i)) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m,N(j)\big) g_{tk}(j) \geq -\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \quad (8.18a)$$

$$-\sum_{i=1}^{I} \beta(m,N(i)) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m,N(j)\big) g_{tk}(j) \leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \quad (8.18b)$$

$$\text{para } m = 1, \ldots, M, k = 1, \ldots, K$$

donde:

i, j	índices para centrales hidros y térmicas en los conjuntos I y J		
$n(i), n(j)$	nodos asociados a las centrales hidros i y térmicas j		
$d_{tk}(n)$	demanda del nodo n en la etapa t, escalón k	MWh	D

8.2.5 Representación de los enlaces DC

De secciones anteriores se sabe que los flujos en los circuitos no son variables de decisión independientes porque deben ser formulados en función de los parámetros de la red de transmisión, de la generación y de la demanda.

Sin embargo, los flujos en los enlaces DC son se representan como variables de decisión independientes, dado que el flujo en ellos no está sujeto a la segunda Ley de Kirchhoff. Un flujo de $\gamma\ MW$ en el enlace DC es representado como una generación *negativa* de $\gamma\ MW$ en la barra DE n_F y una generación *positiva* de $(1-\eta)\gamma\ MW$ en la barra $PARA$ n_T, donde η es el factor de pérdida del enlace DC. Esta representación se incorpora a la ecuación de suministro a la demanda (8.14) y en las restricciones de flujo en los circuitos (8.16). En la ecuación de suministro a la demanda se tiene que:

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^{L} [(-\gamma_{tk}(l)) + (1-\eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] = d_{tk}$$

$$\text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.19)$$

Resultando:

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) - \sum_{l=1}^{L} \eta_l \times \gamma_{tk}(l) = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.20)$$

Las restricciones que representan el flujo en los circuitos deben ser modificadas de la siguiente manera:

$$-\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(i) \leq -\sum_{i=1}^{I} \beta\big(m,N(i)\big) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m,N(j)\big) g_{tk}(j) +$$

$$\sum_{l=1}^{L} \big[\beta\big(m,N_F(l)\big)\gamma_{tk}(l) - \beta\big(m,N_T(l)\big)(1-\eta_l)\times\gamma_{tk}(l)\big] \leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(i)$$

$$\text{para } k = 1,\ldots,K \qquad (8.21)$$

donde:

l	índice de los enlaces DC
L	número de enlaces DC
$N_F(l)$	nodo *DE* del enlace DC l
$N_T(l)$	nodo *PARA* del enlace DC l

Además los límites en los flujos del enlace DC se representan a través de las siguientes restricciones:

$$\gamma_{tk}(l) \leq \overline{\gamma}_{tk}(l) \qquad \text{for } l = 1,\ldots,L;\ k = 1,\ldots,K \qquad (8.22)$$

donde:

$\overline{\gamma}_{tk}(l)$	límite del enlace DC en el escalón k	MWh	D

8.2.6 Límites de importación y exportación entre áreas eléctricas

Estas restricciones permiten representar límites de importación y exportación entre áreas eléctricas. Dado que la importación o exportación de un área eléctrica está dada por la diferencia entre la generación y la demanda del área, se tiene que:

$$-\overline{I}_{tk}(a) \leq \sum_{i\in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j\in J(a)} g_{tk}(j) - \sum_{n\in N(a)} d_{tk}(n) \leq \overline{E}_{tk}(a) \qquad (8.23)$$

$$\text{para } a = 1,\ldots,A;\ k = 1,\ldots,K$$

donde:

a	índice de las áreas		
A	número de áreas eléctricas		
$I(a)$	conjunto de centrales hidroeléctricas en el área a		
$J(a)$	conjunto de centrales térmicas en el área a		
$N(a)$	conjunto de nodos en el área a		
$\overline{I}_{tk}(a)$	límite de importación en el área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{E}_{tk}(a)$	límite de exportación en el área a en la etapa t, escalón k	MWh	D

Al rescribir las ecuaciones anteriores para representar la demanda en el lado derecho, se tiene:

$$-\overline{I}_{tk}(a) + \sum_{n\in N(a)} d_{tk}(n) \leq \sum_{i\in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j\in J(a)} g_{tk}(j) \leq \overline{E}_{tk}(a) + \sum_{n\in N(a)} d_{tk}(n)$$

$$\text{para } a = 1,\ldots,A;\ k = 1,\ldots,K \qquad (8.24)$$

8.2.7 Restricción de suma de flujo en circuitos

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de circuitos seleccionados por el usuario. Utilizando la misma notación de la sección 8.2.4, se tiene que:

$$\underline{F}(sc) \leq \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N)\,(d(n) - g(n)) \;\leq\; \overline{F}(sc)$$

$$\text{para } sc = 1, \ldots, N_{sc} \qquad (8.25)$$

donde:

sc	índice de la restricción de suma de flujo en circuito		
N_{sc}	número de circuitos pertenecientes a la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
$K(sc)$	número de restricciones de suma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor de participación del circuito m en la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D

Siguiendo las notaciones de la formulación compacta de flujo en circuitos, siendo t el índice para la etapa, k para el escalón de demanda, se tiene el siguiente conjunto de restricciones:

$$\underline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \;\leq\; -\sum_{m \in K(sc)} \sum_{i=1}^{I} \beta\big(m, N(i)\big) g_{tk}(i) -$$

$$\sum_{m \in K(sc)} \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m, N(j)\big) g_{tk}(j) \;\leq\; \overline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \qquad (8.26)$$

$$\text{para } sc = 1, \ldots, N_{sc};\; k = 1, \ldots, K$$

8.3 Representación de pérdidas

8.3.1 Modelo de pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en cada circuito se representan por demandas adicionales en los nodos terminales del circuito, como se ilustra a continuación.

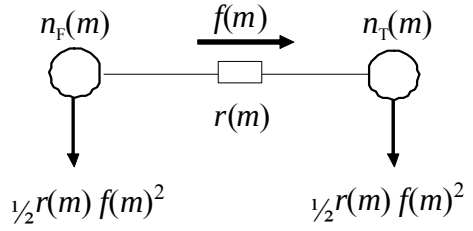


Figura 8.1 – Representación de las pérdidas en un circuito

donde $r(m)$ es la resistencia del circuito m. En términos matriciales, la primera ecuación del Kirchhoff se rescribe como:

$$Sf + g = d + \tfrac{1}{2} R|S| f^2 \qquad (8.27)$$

donde:

R matriz diagonal $M \times M$ con las resistencias de los circuitos

$|S|$ Valor absoluto de la matriz incidencia S, $N \times M$

8.3.2 Modelo de pérdidas

El modelo utilizado para representar la red de transmisión está basado en una formulación compacta, donde los flujos no son representados explícitamente en el problema. En esta formulación se utiliza un esquema de relajación para incluir los circuitos violados mediante restricciones que utilizan las líneas de la matriz β. Los coeficientes de esta matriz representan la sensibilidad de variación de los flujos con relación a variaciones en la inyección de potencia (generación o demanda).

Sin embargo, para la representación de las pérdidas, este modelo no es adecuado y fue adoptada una formulación donde las pérdidas son representadas explícitamente:

$$Min\ c'g \qquad (4)$$

$$sujeito\ a:$$

$$B\theta + g - 1/2|S|p = d$$

$$-\bar{f} \le \gamma S'\theta \le \bar{f}$$

$$p_j \ge \hat{p}_j^k + 2r_j\hat{f}_j^k\left(\gamma_j\Delta\theta_j - \hat{f}_j^k\right) \quad \forall\, j = 1, \dots, M;\ \forall\, k = 1, \dots, K$$

Donde $B = S\gamma S'$. Este modelo tiene más variables que el modelo compacto, pues representa explícitamente los ángulos nodales y las pérdidas por circuito como variables del problema. Por otro lado, las restricciones tienen una estructura dispersa.

8.3.3 Estrategias de solución

Para la solución de este problema se adoptó una estrategia de relajación con criterios adaptativos para la inclusión de linealizaciones de pérdidas. Este método combina una estrategia de ajuste de los criterios para adición de linealizaciones en conjunto con la utilización de pérdidas fijas continuamente actualizadas para aquellos circuitos para los cuales todavía no fueron adicionadas linealizaciones.

La estrategia de ajuste de los criterios permite la adición gradual de las linealizaciones consideradas más importantes resultando en una reducción del número de restricciones adicionadas.. Por otro lado el uso de aproximaciones fijas de las pérdidas en los circuitos que todavía no fueron linealizados permite determinar soluciones más realistas en cada micro iteración. Cabe observar que la calidad de la solución no es afectada ya que las linealizaciones son adicionadas hasta que todos los criterios sean atendidos.

Inicialmente se resuelve el problema sin considerar las restricciones de límite de flujo ni las linealizaciones de pérdidas. La inclusión de las restricciones se hace a medidas en que las violaciones son detectadas.

8.3.3.1 Relajación de los límites de flujo en los circuitos

Después de resolver el problema se calculan los flujos como $f = \gamma S' \theta$ y se verifica la existencia de circuitos violados. En este caso, estas restricciones son adicionadas al problema que se resuelve nuevamente. El proceso se repite hasta que todos los circuitos estén operando dentro de su capacidad.

8.3.3.2 Relajación de las linealizaciones de las pérdidas

El método de relajación de las linealizaciones de pérdidas posee tres criterios para la adición de las linealizaciones:

- CRIT1: es un criterio, en MW, con base en la pérdida cuadrática absoluta, que fuerza la adición de una linealización para todo circuito cuya pérdida cuadrática es mayor que CRIT1;
- CRIT2: es un criterio, en MW, con base en la diferencia absoluta entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal, que fuerza la adición de una linealización para todo circuito cuya diferencia absoluta es mayor que CRIT2;
- CRIT3: es un criterio, en pu, con base en la diferencia relativa entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal, que fuerza la adición de una linealización para todo circuito cuya diferencia relativa es mayor que CRIT3;

En la primera micro iteración de adición de linealizaciones, solamente se aplica el criterio 1. A partir de la segunda micro iteración, los tres criterios son aplicados simultáneamente.

Originalmente, los tres criterios están fijados en los siguientes valores:

CRIT1	1.0d-2	MW
CRIT2	1.0d-1	MW
CRIT3	2.5d-2	pu

Se observa, sin embargo que en sistemas grandes el número de linealizaciones adicionadas puede ser muy elevado implicando en un aumento en el tiempo de procesamiento.

8.3.3.3 Ajuste del criterio de adición de linealizaciones

El método de linealizaciones de pérdidas fue perfeccionado con la siguiente estrategia de ajuste de criterios:

- Inicialmente se resuelve el problema sin considerar las pérdidas. A continuación se calculan las pérdidas en función de los flujos resultante y se fijan estos valores.

- La primera linealización se realiza en el punto de operación obtenido después de fijar las pérdidas aproximadas.
- El criterio 1, inicializado en 3 MW, es ajustado a cada micro iteración de la siguiente manera: CRIT1 = max(0.5*CRIT1,1.0d-2).
- En cada micro iteración se adicionan las linealizaciones que violan los criterios, como mencionado en el ítem anterior.
- Para aquellos circuitos cuyas pérdidas no violan los criterios y que por lo tanto no tuvieron ninguna linealización adicionada, se fijan las pérdidas cuadráticas en el problema.
- Caso el criterio establecido en una micro iteración sea insuficiente para adicionar una nueva linealización (la mayor pérdida cuadrática es menor que CRIT1), un nuevo ajuste es realizado (CRIT1 = max(0.5*CRIT1,1.0d-2) hasta que una nueva linealización sea adicionada o hasta que el criterio 1 llegue a su valor mínimo. Este procedimiento garantiza la calidad de la solución para sistemas con pérdidas pequeñas.
- El número máximo de iteraciones para adición de linealizaciones sugerido es 6, pero puede ser alterado por el usuario.

Es importante observar que la calidad de la solución no es afectada dado que todas las linealizaciones son adicionadas hasta que CRIT1 llega a su valor mínimo.

8.3.3.4 Relajación de las restricciones de integralidad

En el caso que existan restricciones en el problema que requieren ser modeladas con variables enteras (vertimiento no controlable, térmicas *commiment* y/o costo cóncavo), cada micro iteración implica en la solución de un problema de programación entera con el consiguiente aumento del tiempo de solución.

Para resolver este problema, se adoptó una estrategia de solución donde en las primeras micro iteraciones se relajan las variables enteras y se adicionan las restricciones de circuitos violados y linealizaciones de pérdidas. Después de atendidos los criterios de convergencia, se activa la representación de las variables enteras y se realizan micro iteraciones adicionales.

Esta estrategia se mostró eficiente computacionalmente sin afectar la calidad de la solución.

8.3.3.5 Tratamiento de casos donde las pérdidas exceden la linealização

Fue adicionada una estrategia para los casos donde, debido al costo marginal negativo, las pérdidas en algunos circuitos eran aumentadas artificialmente, "dislocándose" de las aproximaciones lineares. Cuando un caso de estos es detectado, una penalidad de $1/MWh es definida para las pérdidas. Esta penalidad puede ser aumentada, iterativamente, hasta que las pérdidas no sean utilizadas para aumentar artificialmente la demanda. Después de obtenida la solución, las pérdidas son fijadas en los valores obtenidos, las penalidades son retiradas y es realizado un *restart* primal, a partir de la base primal factible, para el cálculo correcto de los costos marginales.

9 DISPONIBILIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Este conjunto de restricciones visa modelar la estructura de producción, consumo y logística de transporte de gas natural, que es el combustible utilizado por algunas plantas termoeléctricas.

El sistema de gas natural se representa por un modelo de flujo en redes a través de un conjunto de nodos – que representan las áreas donde ocurre la producción y consumo del gas, y a los cuales están asociadas las plantas térmicas – y arcos – que representan los gasoductos que interconectan estas áreas.

9.1 Producción de gas

9.1.1 Costos de producción

Para la contabilización de los costos de producción de gas existen las siguientes posibilidades:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

   En esta representación se consideran los costos de combustibles de las térmicas y se ignoran los costos de producción de gas. Pequeñas penalidades (10-3) son adicionadas a la producción de gas en el nodo para ayudar en la convergencia del modelo.

2. Red de gas con costo de producción por nodo:

   En este caso se consideran los costos de producción de gas, siendo ignorados los costos de combustible y de transporte de las plantas térmicas asociadas. Matemáticamente, los siguientes términos son adicionados a la función objetivo:

   $$Min \sum_{n=1}^{N_g} CP_t(n) P_t(n)$$

   donde:

$CP_t(n)$	Costo de producción de gas natural en el nodo n, en la etapa t	k$/M[UV]	D

9.1.2 Límites de producción

Los nodos del sistema de gas natural pueden contar con fuentes de producción locales a los cuales están asociados límites mínimo y máximo diarios. Estas restricciones operacionales son representadas por el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\overline{P}_t(n) \leq P_t(n) \leq \underline{P}_t(n) \qquad \text{for } n = 1, \ldots, N_g \qquad (9.1)$$

donde:

n	índices de los nodos de producción de gas

N_g	número de nodos de producción de gas		
$\overline{P}_t(n)$	máximo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P}_t(n)$	mínimo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n, etapa t	M[UV]/día	V

9.2 Transporte de gas

9.2.1 Costos de transporte en los gasoductos

De forma análoga al costo de producción del nodo, el costo de transporte en los gasoductos obedece a la siguiente representación:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

   En esta representación se ignoran los costos de transporte en los gasoductos. Pequeñas penalidades (10^{-3}) son adicionadas a las variables de flujo en los gasoductos para facilitar la convergencia del modelo.

2. Red de gas con costo de producción por nodo:

   En este caso se consideran los costos de transporte de gas en los gasoductos, ignorando los costos de combustible térmico, adicionando los siguientes términos en la función objetivo:

   $$\sum_{n=1}^{N_g} \sum_{m=1}^{\Omega(n)} CT_t(m,n) f_t(m,n)$$

   donde:

$CT_t(m,n)$	Costo de transporte en el gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t	k$/M[UV]	D

9.2.2 Límite de flujo en los gasoductos

Los nodos de gas natural son interconectados por gasoductos. Cada gasoducto puede ser caracterizado por sus límites de transporte de flujo mínimo y máximo, originando las siguientes restricciones:

$$\underline{f}_t(n,m) \leq f_t(n,m) \leq \overline{f}_t(n,m) \qquad \text{para } (n,m) \in M_g \qquad (9.2)$$

donde:

n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos de gas natural		
$\overline{f}_t(n,m)$	límite máximo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D

$\underline{f_t}(n,m)$	límite mínimo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n,m)$	flujo de gas natural en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	V

9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas

Para cada etapa, la suma de las demanda en cada nodo debe ser igual a la suma de las ofertas – producción local o importación a través de los gasoductos – y el déficit de gas – caso no exista gas natural para el suministro de la demanda no eléctrica de gas. Para cada nodo del sistema de gas, la siguiente restricción de balance se aplica:

$$P_t(n) + \sum_{m\in\Omega(n)}(1 - p_t(m,n))f_t(m,n) - \sum_{m\in\Omega(n)} f_t(n,m) - \sum_{j\in T(n)} \phi_t(j)g_t(j) + \sum_{k\in D(n)} \delta_t(n,k) = \sum_{k\in D(n)} d_t(n,k) \quad \text{para } n = 1,\dots,N_g \qquad (9.3)$$

donde:

$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de térmicas directamente conectadas al nodo n del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demanda no eléctricas en el nodo n del sistema de gas		
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n, en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m,n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \to n$)	M[UV]/día /MWh	D
$f_t(m,n)$	flujo de gas natural a través del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \to n$)	M[UV]/día	V
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$g_t(j)$	generación de la planta térmicas j en la etapa t	MWh	V
$\delta_t(n,k)$	déficit de gas natural del nodo n en la etapa t, escalón k	M[UV]/día	V
$d_t(n,k)$	demanda de gas natural del nodo n en la etapa t, escalón k	M[UV]/día	D

10 PLANTAS TÉRMICAS CON COSTO DE EMISIÓN DE CO2

El SDDP permite representar los costos de emisión de CO2. En este caso la variable de generación térmica tiene una parcela adicional en la función objetivo:

$$\sum_{h=1}^{3} c_{co_2}(t) \times \varphi_e(l) \times \varphi_r(j) \times \varphi(j) \times g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J \qquad (10.1)$$

donde:

l	índice del combustible asociado a la planta j		
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión CO2 en la etapa t	\$/tCO$_2$	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO$_2$/UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta térmica j	p.u.	D
φ(j)	factor de consumo de la planta térmica j	UC/MWh	D
$g_{tk}(j,h)$	generación de la planta térmica j en el segmento h, en la etapa t, escalón k	MWh	V

11 CLASIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES

Las restricciones del SDDP pueden ser clasificadas en restricciones blandas y restricciones duras. Las restricciones de tipo dura (D) son obligatoriamente obedecidas por el programa mientras que para las restricciones de tipo blandas (B) una variable de holgura, penalizada en la función objetivo, asume la inviabilidad de tales restricciones. A seguir son listadas todas las restricciones disponibles en el SDDP, su clasificación y el valor padrón de la penalización en el caso de las restricciones blandas.

Restricción	Tipo	Penalización padrón
Balance hídrico	H	–
Límite almacenamiento	H	–
Turbinamiento mínimo	S	Valor especificado en el campo "Penalización violación desfogue mínimo" en la sección "Parámetros Económicos"
Turbinamiento máximo	H	–
Límites generación térmica	H	–
Suministro demanda	H	–
Volumen alerta	S	1.1 × costo térmica más cara siendo despachada
Volumen mínimo	S	1.1 × costo déficit
Volumen espera	H	–
Desfogue total mínimo	S	Valor especificado en el campo "Penalización violación desfogue mínimo" en la sección "Parámetros Económicos"
Desfogue total máximo	S	0
Regularización centrales pasada	H	–
Límite consumo de combustible	H	–
Límite tasa consumo de combustible	H	–
Restricción generación mínima	H	–
Restricción generación	S	1.1 × costo déficit
Reserva rodante	H	–
Reserva de generación	S	1.1 × costo déficit
Riego	S	Existen 3 tipos de restricciones: *Energía prioritaria*: 1.1 × costo déficit *Riego prioritario*: 1.1 × costo térmica más cara siendo despachada Valor fijo: 0
Suma de intercambios	H	–
Límite de flujo en los circuitos	H	–
Representación enlace DC	H	–
Límites exporta-	H	–

ción/importación áreas		
Suma de flujo en los circuitos	H	–

12 DICCIONARIO DE VARIABLES

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
k	índice de los escalones de demanda de una etapa		
K	numero de escalones de demanda		
$h(k)$	duración del escalón de demanda k	horas	D
d_{tk}	demanda de energía de la etapa t, escalón k	MWh	D
c_δ	representación genérica para el costo de violaciones operativas	$/ unidad violación	D
δg_t	violación de la demanda (déficit) en la etapa t	unidad violación	V
i	índice de centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que turbinan para i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que vierten para i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que filtran para i		
$v_{t+1}(i)$	volumen de la central i al final de la etapa t	hm³	V
$v_t(i)$	volumen de la central i al inicio de la etapa t	hm³	D
$a_t(i)$	volumen caudal afluente a la central i durante la etapa t	hm³	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado por la central i durante la etapa t	hm³	D
$u_{tk}(i)$	volumen caudal turbinado por la planta i durante la etapa t, escalón k	hm³	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t, escalón k	hm³	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado en la central i, durante la etapa t, escalón k	hm³	V
$x_t(i)$	variable 0-1 que implementa la característica de vertimiento no controlable para la central i	0-1	V
$\overline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado de la central i al final de la etapa t	hm³	D
$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado en la central i al final de la etapa t	hm³	D
$\overline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado máximo para la central i en la etapa t, escalón k	hm³	D
$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm³	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del volumen mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm³	V

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del nivel del embalse al inicio de la etapa	MWh/hm³	D
$\overline{\rho}(i)$	coeficiente de producción promedio de la central i	MWh/hm³	D
$\underline{v}_{at}(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm³	D
$\delta_{at}(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm³	V
$\underline{v}_{mt}(i)$	volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm³	D
$\delta_{mt}(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm³	V
$\underline{v}_{et}(i)$	volumen de controle de crecidas de la central i en la etapa t	hm³	D
$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm³	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm³	D
$\delta_{1t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm³	V
$\delta_{2t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm³	V
$\phi(i)$	factor de regulación para la central i	p.u.	D
$r_t(i)$	volumen de riego de la central i en la etapa t	hm³	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm³	V
$r_{tk}(i)$	reserva rodante de la central i, etapa t, escalón k	MW	D
p	índices para los segmentos de la función de costo futuro (linear por partes)		
P	número de segmentos de la función de costo futuro (linear por partes)		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	k$	V
$w_t(p)$	termo constante del *p-ésimo* segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$	D
$\lambda_{tv}(i,p)$	coeficiente para la central i del *p-ésimo* segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$/hm³	D
$\lambda_{ta}(i,p)$	coeficiente para el volumen afluente a la central i del *p-ésimo* segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$/hm³	D
N_r	número de embalses en el sistema		
$J(i)$	conjunto de plantas hidroeléctricas ubicadas aguas debajo de la central i		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$f_{vutil}(i)$	factor de participación del volumen de la central i en el sistema	p.u.	D
δ_t	violación de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	p.u.	D
j	índice de las plantas térmicas		
J	número de plantas térmicas		
C	conjunto de plantas térmicas con representación de unit commitment		D
$c(j)$	costo operativo de la planta térmica j	$/MWh	D
$c_a(j)$	costo de arranque de la planta térmica j	k$	D
$x_{tk}(j)$	decisión de commitment de la planta térmica j en la etapa t, escalón k	p.u.	V
$g_{tk}(j)$	generación de la planta j en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	generación mínima generación de la planta j en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	generación máxima generación de la planta j en la etapa t, escalón k	MWh	D
$c(j,h)$	costo unitario de producción de la planta j en el segmento h	$/MWh	D
$g_{tk}(j,h)$	generación de planta térmica j en el segmento h	MWh	V
$\sigma(j,h)$	factor de participación del segmento h respecto a la capacidad de la planta térmica j	p.u.	D
l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de plantas que utilizan el combustible l		
$\Phi_t(l)$	disponibilidad del combustible l en la etapa t	UC	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa de consumo máxima del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión de CO2 en la etapa t	$/tCO$_2$	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO$_2$/UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo del combustible de la planta j	UC/MWh	D
r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
$J(r)$	conjunto de plantas térmicas en la restricción r		
$I(r)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	límite inferior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	límite superior de la restricción r en la etapa t,	MWh	D

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
	escalón k		
r	índice de las restricciones de reserva de generación		
R_1	número de restricciones de reserva de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de reserva de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de reserva de generación tipo 3		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	p.u.	D
s	índices de los sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas directamente conectados al sistema s		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t, en el escalón k	MWh	D
$\omega_{tk}(l,s)$	trasferencia de energía del sistema l al sistema s en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\overline{\omega}(l,s)$	límite de transferencia desde el sistema l al sistema s	MWh	D
$c(l,s)$	costo de transferencia del sistema l al sistema s	$/MWh	D
$c(s,l)$	costo de transferencia del sistema s al sistema s	$/MWh	D
si	índices de las restricciones de suma de intercambio		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambio		
$K(si)$	número de líneas de intercambio pertenecientes a la restricción de suma de intercambio si		
$I_{tk}(m,si)$	línea de intercambio m de la restricción si, en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(m,si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambio si, en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(m,si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambio si, en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
n	índices de barras		
N	número de barras		
$g(n)$	generación en la barra n	MWh	V
$d(n)$	demanda en la barra n	MWh	D
m	índices de circuitos		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos directamente conectados a la barra n		
$\gamma(m)$	susceptancia del circuito m		
$\theta(n)$	ángulo nodal de la barra n		
$n(i)$	conjunto de barras asociadas a la planta i		
$n_F(m)$	barra DE del circuito m		
$n_T(m)$	barra PARA del circuito m		
l	índices de enlace DC		
L	número de enlaces DC		
$\overline{\gamma}_{tk}(l)$	límite de flujo del enlace DC l en la etapa t, escalón k	MWh	D
a	índices de áreas eléctricas		
A	número de áreas		
$I(a)$	conjunto de plantas hidroeléctricas pertenecientes al área a		
$J(a)$	conjunto de plantas térmicas pertenecientes al área a		
$N(a)$	conjunto de barras pertenecientes al área a		
$\overline{I}_{tk}(a)$	límites de importación del área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{E}_{tk}(a)$	límites de exportación del área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
sc	índices de las restricciones de suma de flujo en los circuitos		
N_{sc}	número de restricciones de suma de flujo en los circuitos		
$K(sc)$	número de circuitos pertenecientes a la restricción de soma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor multiplicativo asociado al circuito m de la restricción sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
n	índices de los nodos de producción de gas natural		
N_g	número de nodos de producción de gas natural		
$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de plantas térmicas asociadas al nodo n		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
	del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demandas no eléctricas conectadas al nodo n del sistema de gas		
$\overline{P}_t(n)$	límite máximo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P_t}(n)$	límite mínimo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos		
$\overline{f}_t(n,m)$	límite máximo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos t y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{f_t}(n,m)$	límite mínimo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n,m)$	flujo de gas natural del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m,n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (cuando el flujo está en la dirección $m \rightarrow n$	M[UV]/día/MWh	D
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo de gas para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$\delta_t(n,k)$	déficit de la demanda de gas natural k en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
$d_t(n,k)$	demanda de gas natural k en el nodo n en al etapa t	M[UV]/día	D

13 BIBLIOGRAFÍA

Pereira, M.V., Pinto, L.M.V.G., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Mathematical Programming*, Volume 52, Numbers 1-3, pp. 359-375, May, 1991

Pereira, M.V., McCoy M.F., Merrill, H.M., "Managing risk in the new power business", *IEEE Computer Applications in Power*, pp.18-24, Apr, 2000.

Gorenstin, B.G., Campodonico, N.M., Costa, J.P., Pereira, M.V.F., "Stochastic optimization of a hydro-thermal system including networkconstraints", *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 127-133, May, 1991.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Planning Risks. In: Risk Tutorial", *IEEE Pica Conference*, Santa Clara, 1999.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models", EPSOM'98, Zurique, Suiça, 1998.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Programación Dinámica Dual Estocástica (MPODE y SUPER/OLADE)", *Seminario Internacional Modelos de Planeación y Mercados para el Sistema Eléctrico Colombiano*, 1998, Bogotá, Colombia, 1998

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Gorenstin, B.G., Costa, J. P., "Application of Stochastic Optimization in Power System Planning and Operation". *International Symposium on Electric Power Engineering*, Estocolmo, Suécia, 1995.

A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulación del problema

El despacho hidrotérmico multi-etapa se plantea como un problema de *programación dinámica estocástica*, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ Min\,[z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)]\} \qquad \text{(A.1)}$$

$$\text{s.t.} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i)$$

$$0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i)$$

$$0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i) u_t(i)$$

$$i = 1, \ldots, I$$

donde i índice de las centrales hidroeléctricas (I = número de centrales) y $z_t(e_t)$ representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica e_t, esto es:

$$z_t(e_t) = Min \sum_{j=1}^{J} c(j) g_t(j) + c_\delta \delta_t \qquad \text{(A.2)}$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{i=1}^{I} e_t(j) + \delta_t = d_t$$

$$0 \le g_t(j) \le \overline{g}_t(j) \qquad j = 1, \ldots, J$$

donde j índice de las térmicas (J = número de térmicas).

En teoría, el procedimiento recursivo (A.1) podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE tradicional crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

A.2 Pasos del algoritmo SDDP

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados

En la primera iteración se requieren L estados iniciales. Para cada etapa t el estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias, para $l = 1, \ldots, L$.

A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento

El estado inicial de almacenamiento para la etapa $t = 1$ es un dato conocido, igual a v_n para cada uno de los L estados. Los estados iniciales de almacenamiento $\{v_{t-1}^l\}$, $l = 1,\ldots,L$ y $t = 2,\ldots,T$ se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en L valores. Por ejemplo, si $L = 5$, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%.

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias

La condición hidrológica inicial a_0 es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores $\{a_{t-1}^l\}$, $l = 1,\ldots,L$ se obtienen generando un conjunto de L secuencias hidrológicas para las etapas $t = 2,\ldots,T$. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector de ruidos ξ_t^l con distribución Lognormal de tres parámetros y calcular el vector de afluencias para la etapa t, secuencia l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l \qquad \text{(A.3)}$$

Las matrices Φ_{t-1} and Λ_t contienen los parámetros del modelo estocástico de afluencias. Φ_{t-1} representa la relación entre las afluencias de una misma central en etapas consecutivas (correlación temporal), mientras Λ_t representa la relación entre todas las afluencias del sistema en la misma etapa (correlación espacial). En esta presentación de la metodología se utiliza un modelo auto-regresivo de orden 1, con el objetivo de simplificar la notación. Se observa que la utilización de modelos de orden mayor que 1 no compromete la eficiencia de la metodología SDDP.

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro

La aproximación de la función de costo futuro se construye a través de una recursión en el sentido inverso del tiempo. Para cada etapa t y para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) el siguiente proceso se repite.

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas

Se generan N escenarios de afluencias condicionadas a la afluencia a_{t-1}^l, como se muestra a continuación:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \qquad \text{para } n = 1,\ldots,N \qquad \text{(A.4)}$$

donde Φ_{t-1} y Λ_t son los parámetros del modelo estocástico de afluencias para la etapa t, y el vector ξ_t^n se obtiene por un sorteo aleatorio de una distribución Lognormal.

A.2.2.2 Solución del problema operativo

Sea v_{t-1}^{l} el vector de almacenamientos iniciales y a_t^{ln} uno de los vectores de afluencias condicionadas producido en el paso A.2.2.1. Se resuelve entonces el problema operativo para la etapa *t*:

$$
\begin{aligned}
w_t^{ln} = \;& Min\; z_t(e_t) \;+\; \alpha_{t+1} && && \text{(A.5)}\\
\text{s.t.} \quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \textstyle\sum_{m\in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^{l}(i) + a_t^{ln}(i) && && \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i)\\
& 0 \;\le\; v_t(i) \;\le\; \overline{v}_t(i) && && \pi_{\overline{v}_t}^{ln}(i)\\
& 0 \;\le\; u_t(i) \;\le\; \overline{u}_t(i) && && \pi_{\overline{u}_t}^{ln}(i)\\
& e_t(i) \;=\; \rho(i)u_t(i) && &&\\
& \alpha_{t+1} - \textstyle\sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^{p}(i)\times v_t(i) \ge \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^{p}(i)\times a_t^{ln}(i) + r_t^{p} && && \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)\\
& \alpha_{t+1} \ge 0 && &&\\
& \qquad \text{para } i \;=\; 1,\ldots,I;\ \text{para } j \;=\; 1,\ldots,J;\ \text{para } p \;=\; 1,\ldots,P(t) && &&
\end{aligned}
$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t. Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas

Después de la solución del problema (A.5) para cada uno de los escenarios de afluencias condicionadas, se calculan las derivadas de la función objetivo con respecto a las condiciones iniciales $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$.

El vector $\partial w_t^{ln}/\partial v_{t-1}^{l}$ representa la variación del costo operativo con respecto a los almacenamientos iniciales. Como estos almacenamientos sólo aparecen en la ecuación de balance hídrico, se tiene:

$$\partial w_t^{ln}/\partial v_{t-1}^{l} = \pi_{v_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.6)}$$

donde $\pi_{v_{t-1}}^{ln}$ es el multiplicador Simplex asociado a la ecuación de balance hídrico del problema (A.5).

La variación del costo operativo con respecto a las afluencias anteriores, $\partial w_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l}$, se obtiene de la siguiente manera. Aunque a_{t-1}^{l} no aparezca en el lado derecho del problema (A.5), se utiliza la regla de la cadena para obtener la derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \qquad \text{(A.7)}$$

Dado que a_t^{ln} aparece en la ecuación de balance hídrico y en las restricciones de costo futuro, se tiene:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^{p} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p) \qquad \text{(A.8)}$$

Para obtener el término $\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^{l}$ se substituye a_t^{ln} por la expresión (A.4) del modelo estocástico de afluencias. Derivando, se tiene:

$$\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^{l} = \Phi_{t-1} \qquad \text{(A.9)}$$

La derivada deseada se calcula como el producto de las dos expresiones anteriores, es decir:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \left[\pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^{p} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p)\right] \times \Phi_{t-1} \qquad \text{(A.10)}$$

Por simplicidad de notación, se define:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \qquad \text{(A.11)}$$

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro

Después de la solución de los N problemas correspondientes a los N escenarios condicionados al estado $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$ y calculadas las derivadas con respecto a las condiciones iniciales para cada escenario n, el valor esperado de estas derivadas está dado por:

$$\phi_{v_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} \pi_{v_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.12)}$$

$$\phi_{a_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} \phi_{a_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.13)}$$

y el valor esperado de la función objetivo es:

$$w_t^{l} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} w_t^{ln} \qquad \text{(A.14)}$$

Una aproximación de la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ se obtiene a través de la linealización del valor esperado w_t^{l} alrededor del estado inicial $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$:

$$\alpha_{t-1}^{l}(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) \geq w_t^{l} + \phi_{v_{t-1}}^{l} \times (v_{t-1} - v_{t-1}^{l}) + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times (a_{t-1} - a_{t-1}^{l}) \qquad \text{(A.15)}$$

Separando los valores conocidos de las variables de decisión y agregando los términos, se tiene:

$$\alpha_{t-1}^{l}\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right) \geq \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1} + r_{t-1}^{l} \qquad \text{(A.16)}$$

donde r_{t-1}^{l} es un término constante dado por:

$$r_{t-1}^{l} = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1}^{l} - \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1}^{l} \tag{A.17}$$

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior

El procedimiento presentado en A.2.2.4 produce un híperplano que aproxima la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ alrededor del estado inicial $(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})$. Este proceso se repite para cada estado l ., con $l = 1, \ldots, L$. De esta forma generamos L aproximaciones de la función de costo futuro para la etapa $t-1$. Estos L nuevos híperplanos son añadidos al problema de la etapa anterior, por lo tanto $P(t-1) \leftarrow P(t-1) + L$.

A.2.3 Cálculo del límite inferior

El problema operativo se resuelve ahora para la primera etapa $t = 1$. Los tramos de la función de costo futuro para esta etapa fueron obtenidos como se mostró en la sección A.2.2. El valor esperado del costo operativo a lo largo del período de planeamiento se calcula como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^{L} w_1^l \tag{A.18}$$

donde:

$\underline{w}$ valor esperado del costo operativo

w_1^l valor óptimo del problema operativo de la primera etapa dado el volumen inicial v_0 y el vector de afluencias a_1^l:

$$w_1^l = \quad Min \sum_{j=1}^{J} c_1(j) g_1(j) + c_\delta \delta_t + \alpha_1 \tag{A.19}$$

sujeto a las restricciones operativas etc.

Si el procedimiento presentado en las secciones A.2.1 y A.2.2 se aplicara a todos los estados $(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})$, posibles del sistema, el costo operativo promedio calculado en (A.18) seria por definición la solución óptima del problema estocástico. Como el número total de estados es excesivamente elevado, se aplica el procedimiento a un subconjunto de L estados. Por lo tanto, las funciones de costo futuro $\{\alpha_1\}$ calculadas son aproximaciones de las funciones verdaderas. En particular, dado que la aproximación de la función de costo futuro no incluye todos los tramos, el valor $\underline{w}$ en (A.18) es un límite inferior para la solución óptima.

A.2.4 Cálculo del límite superior

El cálculo del límite superior se basa en la observación de que el costo esperado resultante de la simulación operativa del sistema para cualquier función de costo futuro no puede ser inferior al valor óptimo. El proceso consiste en una simulación en el sentido directo del tiempo para una muestra de tamaño L. El procedimiento de simulación se presenta a continuación.

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento

Para la etapa $t = 1$ se considera el vector de volúmenes iniciales v_o.

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias

Los estados iniciales de afluencias para las etapas $t = 1, \ldots, T$ y para los escenarios $l = 1, \ldots, L$ son los mismos que se sortearan en la sección A.2.1.2.

A.2.4.3 Simulación operativa

Para cada etapa t y para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) se resuelve el problema operativo:

$$
\begin{aligned}
w_t^l \;=\;& Min\; z_t(e_t) \;+\; \alpha_{t+1} && \text{(A.20)}\\
\text{s. a:}\quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \textstyle\sum_{m \in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^l(i)\\
& 0 \;\le\; v_t(i) \le \overline{v}_t(i)\\
& 0 \;\le\; u_t(i) \le \overline{u}_t(i)\\
& e_t(i) \;=\; \rho(i) u_t(i)\\
& \alpha_{t+1} - \textstyle\sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \;\ge\; \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) \;+\; r_t^p\\
& \alpha_{t+1} \;\ge\; 0\\
& \text{para } i \;=\; 1, \ldots, I; \text{ para } j \;=\; 1, \ldots, J; \text{ para } p \;=\; 1, \ldots, P(t)
\end{aligned}
$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t obtenidas en el proceso recursivo presentado en A.2.2. El siguiente valor está asociado a la solución de este problema:

$$z_t^l \;= w_t^l - \alpha_t^l \qquad \text{(A.21)}$$

donde w_t^l es el valor óptimo de la solución y w_t^l es el valor de la variable de costo futuro en la solución óptima. En otras palabras, z_t^l representa el costo operativo en la etapa t, sin costo futuro.

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento

Para las etapas t, $t = 2, \ldots, T$, actualice los estados iniciales de almacenamiento utilizando el vector de almacenamientos finales v_{t-1}^l obtenido en la solución del problema operativo de la etapa $t - 1$ para el *l*-ésimo escenario.

A.2.4.5 Obtención del límite superior

Después de la solución del problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y para cada etapa se calcula:

$$\overline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^{L} z^l \quad \text{(A.22)}$$

donde z^l es el costo operativo total de la secuencia *l*:

$$z^l = \sum_{t=1}^{T} z_t^l \quad \text{(A.23)}$$

A.2.5 Verificación de la optimalidad

El límite superior estimado en (A.22) se basa en una muestra de L secuencias de afluencias. Por lo tanto, hay una incertidumbre alrededor de esta estimación, que depende de la desviación estándar del estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^{L} (z^l - \overline{w})^2} \quad \text{(A.24)}$$

El intervalo de confianza (95%) para $\overline{w}$ es:

$$[\overline{w} - 1.96\sigma_w;\ \overline{w} + 1.96\overline{w}] \quad \text{(A.25)}$$

Si el límite inferior $\underline{w}$ está en el intervalo (A.25), se llegó a la solución óptima y el algoritmo termina. En caso contrario, se debe mejorar la aproximación de las funciones de costo futuro y por lo tanto repetir el procedimiento presentado en la sección A.2.2. Los nuevos estados de almacenamiento son los volúmenes (v_{t-1}^l) producidos en la simulación operativa presentada en la sección A.2.4. Los estados de afluencias (a_{t-1}^l) siguen iguales.

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES

B.1 Objetivo

En este Anexo se describe el modelo estocástico de caudales utilizados en el modelo SDDP. El modelo busca caracterizar, de la forma más realista y simple posible:

- la dependencia de una secuencia de caudales afluentes a un embalse con el ciclo anual y con su propio histórico reciente;
- la naturaleza de la distribución del vector de ruidos en cada intervalo de tiempo;
- la naturaleza de la interdependencia entre las afluencias a los diferentes embalses.

El modelo de caudales es capaz de determinar y aplicar diferentes órdenes de autocorrelación para cada período del modelo. En este texto, se procura simplificar la representación matemática del modelo, considerando el tipo AR(1). Esperamos que esto haga más fácil la comprensión del modelo. El modelo de caudales afluentes a un embalse se describe en la Sección B.2, incluyendo procedimientos para la estimación de los parámetros del modelo autoregresivo, caracterización de la distribución de ruidos, y testes para verificar si el modelo es adecuado.

La sección B.3 describe como se modela y estima la relación entre los caudales afluentes a diferentes embalses.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizadas en la fase *forward* del algoritmo del SDDP, o en la simulación de la operación del sistema. El modelo de caudales también genera secuencias de caudales condicionadas, utilizadas en la fase *backward* del algoritmo. La Sección B.4 describe como el programa SDDP genera secuencias sintéticas de caudales para el modelo y estima los parámetros.

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse

B.2.1 El Modelo ARP(1)

B.2.1.1 Introducción

Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal) generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos, ARP. En este texto se asume un modelo autoregresivo de orden 1 para cada período, es decir, toda la información de correlación entre caudales presente y pasada está contenida en la correlación con el período anterior. En este modelo, la autocorrelación se reduce exponencialmente en la medida que el número de períodos autoregresivos lineales aumenta.

Usaremos la siguiente notación para describir el modelo:

m para períodos, $m = 1, 2, \ldots s$ donde s es el número de etapas del año ($s = 12$ para series mensuales, $s = 52$ para series semanales)

T para años, $T = 1, 2, \ldots, N$ donde N es el número de años

t índice de las etapas, $t = 1, 2, \ldots, s \times N$,

Z_t secuencia estacional de la etapa t

μ_m media estacional del período m

σ_m desviación estándar del período m

ϕ_m parámetro autoregresivo (de orden l) para el período m

a_t ruidos con media cero y varianza $\theta^2(t)$

Una autocorrelación de orden 1 en cada período significa que en cada período los caudales están relacionados a los caudales del período anterior por la ecuación:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t$$

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \qquad \text{(B.1)}$$

donde a_t no depende de Z_{t-1}, Z_{t-2} etc.

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales

La siguiente ecuación muestra que con un modelo autoregresivo de primer orden, el parámetro autoregresivo de cada período es el mismo que el coeficiente de correlación (de primer orden) del período correspondiente.

Denominaremos $\rho^m(k)$, la correlación entre Z_t y Z_{t-k} para t perteneciente al período m:

$$\rho^m(k) = E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.2)}$$

El conjunto de funciones de autocorrelación $\rho^m(k)$ de los períodos $m = 1, \ldots, s$ describen la estructura con dependencia temporal de las series de caudales. Substituyendo la ecuación (B.2) en (B.1), se obtiene:

$$\rho^m(k) = E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] + E\left[a_t\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.3)}$$

En función de la independencia de los ruidos con respecto al histórico, el segundo término del lado derecho de la ecuación es cero. Así:

$$\rho^m(k) = \phi_m \rho^{m-1}(k-1) \qquad \text{para } k \geq 1$$

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-1) \qquad \text{para } k \geq 2 \qquad \text{(B.4)}$$

Si aplicamos la misma relación continuamente y observamos que $\rho^m(k-k) = \rho^m(0) = 1$, obtenemos:

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \cdots \phi_{m-k+1} \tag{B.5}$$

En el caso particular en que $k = 1$, tenemos la siguiente relación:

$$\rho^m(1) = \phi_m \tag{B.6}$$

Por lo tanto, en un modelo ARP(1), el parámetro autoregresivo φ_m es idéntico a la correlación entre los caudales del período m y el período $m-1$. Por eso podemos expresar la varianza del ruido en términos de los parámetros autoregresivos.

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados

La generación de secuencias de caudales que serán usadas por el modelo SDDP requiere el conocimiento de los parámetros y de la forma de la distribución asociada a los caudales. En particular, es necesario determinar los parámetros de la distribución de ruidos de los caudales. Estos parámetros no están directamente relacionados a los caudales anteriores por medio de las autocorrelaciones.

Si asumimos que el ruido tiene una distribución Lognormal, con media 0, varianza $\theta^2(t)$ y un límite inferior ψ_t, entonces sabemos de la teoría Estadística, que $a_t - \psi_t$ tiene distribución Lognormal con media $-\psi_t$ y varianza $\theta^2(t)$. Si transformamos estas variables $a_t - \psi_t$, aplicando sus logaritmos, las variables resultantes tienen una distribución normal. Así, precisamos determinar los parámetros de la distribución Normal desde los parámetros calculados de los caudales observados. Inicialmente obtenemos la varianza de los ruidos en términos del parámetro autoregresivo.

Como a_t tiene media cero:

$$\begin{aligned}
Var(a_t) &= E(a_t^2) \\
&= E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right) - \phi_m\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right]^2 \\
&= E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right)^2\right] + \phi_m^2 E\left[\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)^2\right] - 2\phi_m E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right] \\
&= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\
&= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\
&= 1 - \phi_m^2
\end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\theta^2(t) = 1 - \phi_m^2 \tag{B.7}$$

Los caudales no pueden ser negativos, lo que implica un límite inferior para a_t, ψ_t. Definiremos ψ_t por el manejo de la ecuación (B.1). Z_t será positivo si:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m} - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) = \psi_t \tag{B.8}$$

Ahora vamos a deducir los parámetros de las distribuciones normales $\log(a_t - \psi_t)$, es decir, la media μ_v y la varianza σ_v^2. Los valores de μ_v y σ_v^2 se pueden deducir por la función generadora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidad de notación, dejaremos de lado el índice del tiempo t. También asumiremos el índice λ para simplificar la notación.

La función densidad de probabilidad de a_t, que tiene distribución Lognormal de 3 parámetros $(\psi_t, \mu_v, \sigma_v)$ es:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t - \psi_t)\sqrt{2\pi}\sigma_v} e^{-0.5\left(\frac{\log(a_t - \psi_t) - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2} \quad \text{para } a_t \geq \psi_t \tag{B.9}$$

donde:

$$\mu_v = E(\log(a_t - \psi_t)) \tag{B.10}$$

$$\sigma_v = \sqrt{E[\log(a_t - \psi_t) - \mu_v]^2} \tag{B.11}$$

La función de probabilidad (B.9) tiene las siguientes estadísticas:

Media:

$$\mu_v = \psi_t + e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}} \tag{B.12}$$

Varianza:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v + \sigma_v^2)} - e^{2\mu_v + \sigma_v^2} \tag{B.13}$$

Llamando la variable auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ trabajando con el segundo momento B.13, se obtiene:

$$\theta^2 = e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2} \left(e^{\sigma_v^2} - 1\right)$$

$$= e^{2\mu_v} \lambda(\lambda - 1)$$

Entonces tenemos que:

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}$$

Aplicando el logaritmo:

$$\mu_v = 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}\right) \tag{B.14}$$

y

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \tag{B.15}$$

A partir de los momentos de primer orden (B.12), de la distribución Lognormal, se tiene:

$$-\psi_t = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

Aplicando logaritmo:

$$\log\left(-\psi_t\right) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \tag{B.16}$$

Substituyendo (B.14) y (B.15) en el lado derecho de (B.16)

$$= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log(\lambda(\lambda-1)) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log\lambda - 0.5\log(\lambda-1) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda-1}\right)$$

Exponenciando ambos lados:

$$-\psi_t = \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda-1}}$$

$$\psi_t^2 = \frac{\theta^2}{\lambda-1}$$

Entonces:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi_t^2} + 1 \tag{B.17}$$

Sustituyendo (B.17) en (B.14) y (B.15) obtenemos expresiones para μ_v y σ_v^2 en términos de la varianza y del límite inferior de los ruidos. Estas son utilizadas en la generación sintética de caudales.

Consideraremos ahora la dependencia explícita con t. La variable $V_t = (log(a_t - \psi_t) - \mu_v)/\sigma_v$ es llamada ruido transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

El modelo de caudales permite la adopción de diferentes órdenes de regresión que se aplican a cada período. Box y Jenkins propusieron una metodología para el ajuste de modelos ARIMA de series temporales, que también se pueden aplicar a los modelos PAR(p). En este análisis, la selección del modelo se divide en tres partes.

El primer paso, llamado *identificación* del modelo, consiste en la selección de un orden inicial para el modelo, basado en los estimadores de las funciones autoregresivas obtenidas desde el histórico. El segundo paso es la *estimación* de los parámetros del modelo, y el tercer paso es llamado *verificación* del modelo, donde testes estadísticos son utilizados para comprobar si las hipótesis adoptadas por el teste anterior son adecuadas. Si esto no se verifica se debe retornar al primer paso, hasta que los resultados sean satisfactorios.

B.2.3 Verificación del modelo

Se puede testar el modelo PAR(1) en cuanto a la independencia y normalización de las afluencias y por "outliers".

B.2.3.1 Independencia de los ruidos

Esta hipótesis se puede comprobar por el cálculo de la autocorrelación estacional de los ruidos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}\left(\sum_{i=1}^{N} V_{(i-1)s+m} V_{(i-1)s+m-j}\right)}{\sigma_v^{(m)} \sigma_v^{(m-j)}} \tag{B.18}$$

Si el modelo fuera adecuado, $r_v^{(m)}(j)$ tiene una distribución aproximadamente Normal con media cero y varianza menor que N^{-1}. Las estadísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N \sum_{j=1}^{L} \left(r_v^{(m)}(j)\right)^2 + L(L+1)/2N \tag{B.19}$$

son asintóticamente independientes y tienen una distribución χ^2 con $(L-1)$ grados de libertad. Un valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que la modelación del período m no es adecuada. En este caso, se debe intentar variar el orden del modelo (aumentando el orden desde 1) hasta que los ruidos sean independientes. En este proceso, se puede analizar las funciones de autocorrelación parciales de la muestra.

El modelo también deberá ser probado para todo el conjunto, usando la estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^{s} Q_{m,L} \tag{B.20}$$

donde Q_L tiene una distribución χ^2 con $s(L-1)$ grados de libertad.

B.2.3.2 Ruidos normalizados

Esta hipótesis puede ser verificada a través del cálculo de la asimetría estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1} \sum_{i=1}^{N} \left(V_{(i-1)s+m}\right)^3 \tag{B.21}$$

Por tener el estimador de la asimetría una distribución aproximadamente normal, con media cero y varianza $6N^{-1}$, la hipótesis que la *distribución transformada* tiene una distribución

Normal es rechazada (con nivel de significancia α) siempre que $|\gamma_v^m| > Z_{n_\alpha}\sqrt{6N^{-1}}$, donde n_α es el límite superior del intervalo de confianza para un α dado, de una distribución Normal patrón.

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva

El cálculo de la secuencia histórica $\{V_1, V_2, \dots.\}$ caracteriza como "sospechoso" cualquier valor Z_t que resulte en un valor V_t fuera del intervalo de confianza de 99% de una distribución Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses

Sea:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)] \tag{B.22}$$

un conjunto de ruidos transformados espacialmente dependientes, donde $V_t(1)$ corresponde a la primera estación hidrológica, $V_t(2)$ la segunda, y así en adelante, para j estaciones.

El modelo espacial está representado por:

$$V_t = AW_t \tag{B.23}$$

donde W_t es un vector con j componentes, todos con distribución Normal estándar, e independientes entre si. La matriz A, conocida como matriz de carga se calcula por la siguiente ecuación:

$$AA' = Cov(V_t) = \Sigma \tag{B.24}$$

donde A' es la transpuesta de A y $Cov(V_t)$ es la matriz de covarianza de V_t, llamada Σ, la que se estima desde las observaciones simultaneas de $V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)$.

Una manera de resolver (B.24) es por descomposición en autovectores de Σ:

$$\Sigma = \mathrm{X}\Lambda\mathrm{X}'$$

donde Λ es una matriz diagonal con los autovalores y X es una matriz de autovectores. Así,

$$\mathrm{A} = \mathrm{X}\Lambda^{1/2}$$

B.4 Generación sintética de caudales

La generación de caudales en un período cualquiera m se hace tomando una muestra, en cada tiempo t, con j variables dependientes de distribución Normal estándar, donde j es el número de plantas hidráulicas del estudio: $\widetilde{W}_t(1), \widetilde{W}_t(2), \dots, \widetilde{W}_t(j)$.

El vector de ruidos transformado con dependencia espacial $\tilde{V}_t = [\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \ldots, \tilde{V}_t(j)]$ se calcula por la ecuación (B.23), es decir, $\tilde{V}_t = A\widetilde{W}_t$. Cada ruido $\tilde{V}_t(i), i = 1, \ldots, J$ $\widetilde{V_t}$ recibe una transformación específica para resultar en el ruido $\tilde{a}_t(i)$ del modelo autoregresivo periódico.

$$\tilde{a}_t(i) = \exp\left(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v\right) + \widetilde{\Psi}_t \qquad \text{(B.25)}$$

donde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ y $\widetilde{\Psi}_t$ están relacionados a los residuos sintéticos de la misma manera que μ_v, σ_v y Ψ_t están a los ruidos reales (ecuaciones (B.14) y (B.15) y (B.8) respectivamente).

La variable normalizada para cada local satisface la ecuación autoregresiva específica de la variable local i:

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m \tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{a}_t(i) \qquad \text{(B.26)}$$

El caudal sintético $\tilde{Z}_t(i)$ satisface:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i)\sigma_m(i) + \mu_m(i) \qquad \text{(B.27)}$$

donde $\mu_m(i)$ y $\sigma_m(i)$ corresponden a la media y desviación estándar de la muestra de los caudales reales afluentes al embalse i en el período m.

En el programa SDDP, es necesario que sean simultáneamente generados un conjunto de caudales sintéticos. En la etapa de optimización, es necesario que estas secuencias tengan un límite inferior común en cada paso de tiempo. Estas secuencias se llamarán secuencias separadas de $\tilde{Z}_t(t,k), k = 1, \ldots, K$.

En la práctica, debido a la naturaleza iterativa de los cálculos, se utiliza el siguiente procedimiento. En cada instante de tiempo se calcula:

$$\widetilde{\Psi}_t(i,k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i)\frac{\tilde{Z}_{t-1}(i,k) - \mu_{m-1}(i)}{\sigma_{m-1}(i)}$$

El valor máximo de los límites inferiores calculados para las secuencias individuales es el límite inferior común. Matemáticamente, se hacía:

$$\widetilde{\Psi}_t(i) = max_{k=1}^{K} \widetilde{\Psi}_t(i,k)$$

De esta manera se calculan los parámetros $\widetilde{\lambda}, \tilde{\mu}_v$ y $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\tilde{\lambda}(t,i,k) = 1 + \frac{1-\varphi_m(i)^2}{\widetilde{\Psi}_t(i,k)^2}$$

$$\tilde{\mu}_v(t,i,k) = 0.5\log\frac{1-\varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t,i,k)(\tilde{\lambda}(t,i,k)-1)}$$

$$\tilde{\sigma}_v(t,i,k) = \sqrt{\log\tilde{\lambda}(t,i,k)}$$

Finalmente se calculan los caudales sintéticos como:

$$\tilde{Z}_t(i,k) = \sigma_m(i)\left(\exp[\tilde{\mu}_v(t,i,k) + \tilde{\sigma}_v(t,i,k)\tilde{V}_t(i)] + \widetilde{\Psi}_t(i,k)\right)$$

Es necesaria la existencia de un punto inicial, esto es un valor de $\tilde{Z}_{t-1}$ para el primero instante de tiempo. En algunos casos, este valor puede ser conocido, como en el caso de la simulación de continuidad de una secuencia de caudales reales. Caso contrario, se puede asumir un valor arbitrario, por ejemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.

B.1 Representación de variables climáticas exógenas

Esta versión permite incorporar información climáticas exógenas, que pueden ser utilizadas para modelar, por ejemplo, la influencia de fenómenos climáticos como el Él Niño en los caudales.

B.1.1.1 Eligiendo el factor de ponderación

Utilizando la misma notación de la sección do B.2.1 y definiendo, $M_{t,m}$ como una secuencia escalar de mediciones históricas para un determinado índice y $\tilde{M}_m$ una previsión de este índice para el período m, podemos definir una secuencia de pesos, $w_{t,m}$, de tal manera que:

$$w_{t,m} = e^{-k|M_{t,m} - \tilde{M}_m|}$$

Donde k es um factor de ponderación arbitrado. El factor k define la velocidad de decaimiento, aumentando o disminuyendo el impacto de la variable climática en los parámetros del modelo de caudales. Un valor muy pequeño disminuye el impacto de la variable climática en el modelo, mientras que con un valor alto la tendencia es súper-ajustar los parámetros del modelo para las observaciones especificas relacionadas al índice climático, eliminando la influencia de los datos históricos adicionales en el modelo de caudales.

Idealmente, se debe evitar situaciones límites, es decir, es importante adoptar un factor que pondere de forma correcta la influencia de la variable climática y también preserve las propiedades estadísticas del histórico de caudales en los escenarios sintéticos que serán utilizados en el modelo SDDP. El valor *default* para el fector de ponderación es 1. Sin embargo, el usuario tiene la opción de eligir otros valores, permitiendo aumentar o reducir el efecto de fenómenos climáticos sobre los escenarios de caudales sintéticos generados para el modelo SDDP.

B.1.2 Modelo de ajuste

El peso acumulado en cada etapa puede ser definido por:

$$W_m = \sum_t w_{t,m}$$

De esta forma las estadísticas básicas del histórico de caudales serian redefinidas de forma a considerar la ponderación definida:

$$\mu_m = \frac{\sum Z_{t,m} \cdot w_{t,m}}{W_m}$$

$$\sigma_m = \sqrt{\left(\frac{\sum \left(Z_{t,m} - \mu_m\right)^2 \cdot w_{t,m}}{W_m}\right)}$$

La serie estacionaria, x_t, se define de forma similar al modelo PAR(p) convencional, sin embargo, considera las estadísticas ponderadas:

$$x_{t,m} = \frac{Z_{t,m} - \mu_m}{\sigma_m}$$

El modelo para estimar los parámetros de los modelos PAR(p) para los aportes de caudales del SDDP tiene como base el método de mínimo cuadrados. De esta forma, para incorporar el efecto del fenómeno Él Niño en la estimación de los coeficientes autoregresivos es necesario adoptar la metodología de mínimos cuadrados ponderados. La ecuación autoregresiva para la secuencia normalizada de la serie de orden L será dada por:

$$x_t = \sum_{l=1}^{L} \varphi_{m,l} x_{t-l} + a_t$$

Los coeficientes autoregresivos para cada etapa m se formulan, por meio da abordagem de mínimos quadrados ponderados, como um problema de minimización de la variancia de los residuos:

$$\arg_{\Phi} Min\ \theta^2(m)$$

Representando la variancia de forma ponderada, se puede escribir el problema de forma que:

$$\arg_{\Phi} Min\ \theta^2(m) = Min \sum_{t} \frac{w_{t,m}\left(x_{t,m} - \sum_{l=1}^{lmax} \varphi_{m,l} x_{t-l,m}\right)^2}{W_m}$$

Después de calculados los coeficientes autoregresivos considerando el efecto de la variáble climática, el procedimiento para generación de los aportes de caudales a través del modelo estocástico de generación de escenarios sintéticos del SDDP es identico al especificado en las secciones anteriores.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2017 – 2031

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 7

Topologías de los Proyectos

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 . www.etesa.com.pa

Tomo II
Anexo 7

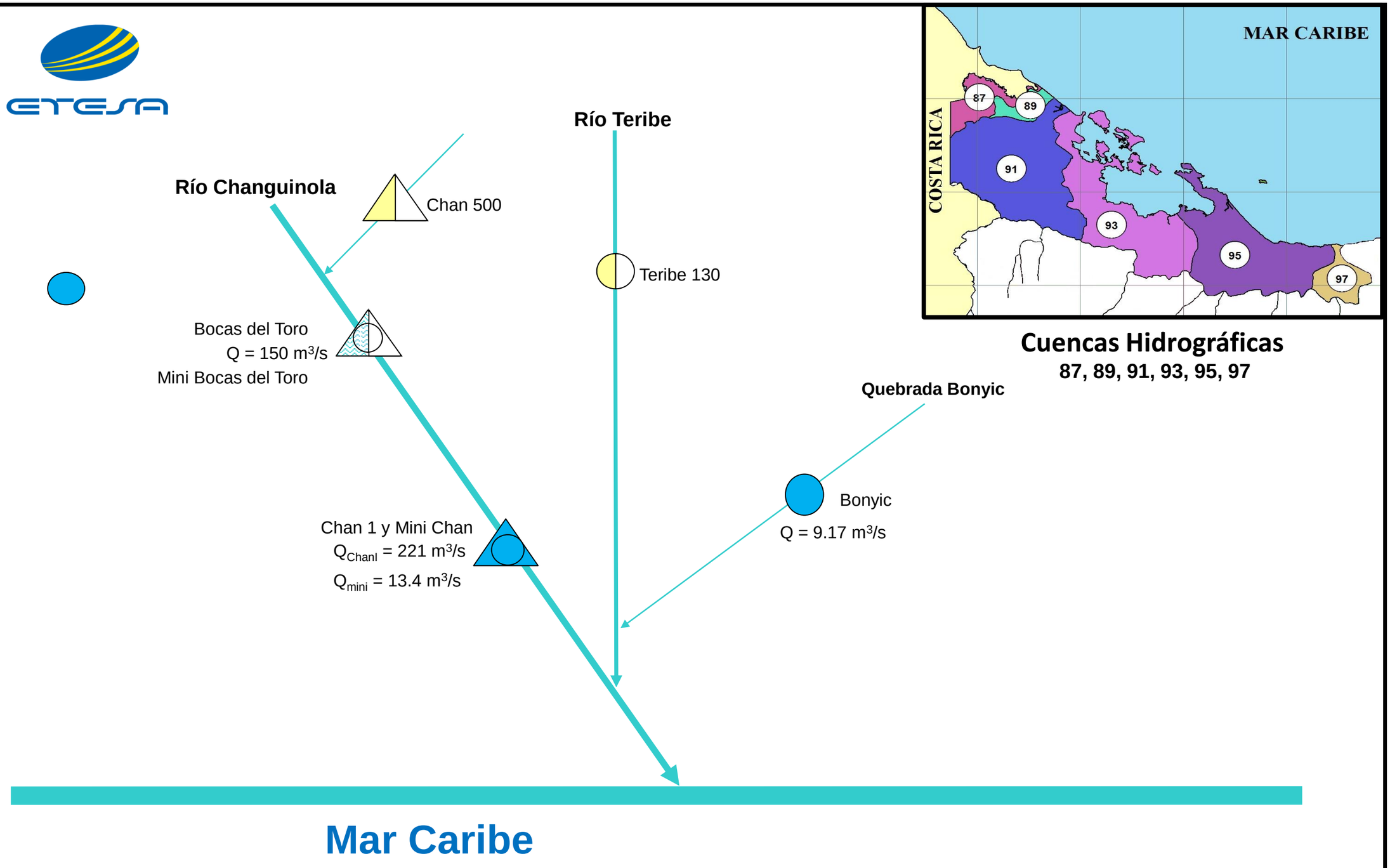
Topologías de los Proyectos

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Plan Indicativo de Generación 2017 -2031



Central con Embalse Existente

Central con Embalse en Construcción

Central con Embalse Proyecto

Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente

Central de Pasada en Construcción

Central de Pasada Proyecto

Sitio en Estudio para Central de Pasada

Conducción

Cauce del Río

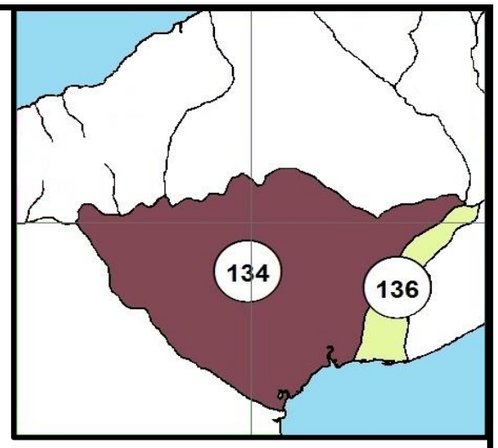
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas

134, 136

Qda. Zapillo

El Cope

Río Grande

Ojo de Agua

Río Antón

Río Chico

Antón I
Q = 2.85 m³/s

El Fraile

La Huaca

Antón II
Q = 2.85 m³/s

El Fraile II

Antón III
Q = 2.85 m³/s

Océano Pacífico

Central con Embalse Existente

Central con Embalse en Construcción

Central con Embalse Proyecto

Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente

Central de Pasada en Construcción

Central de Pasada Proyecto

Sitio en Estudio para Central de Pasada

Conducción

Cauce del Río

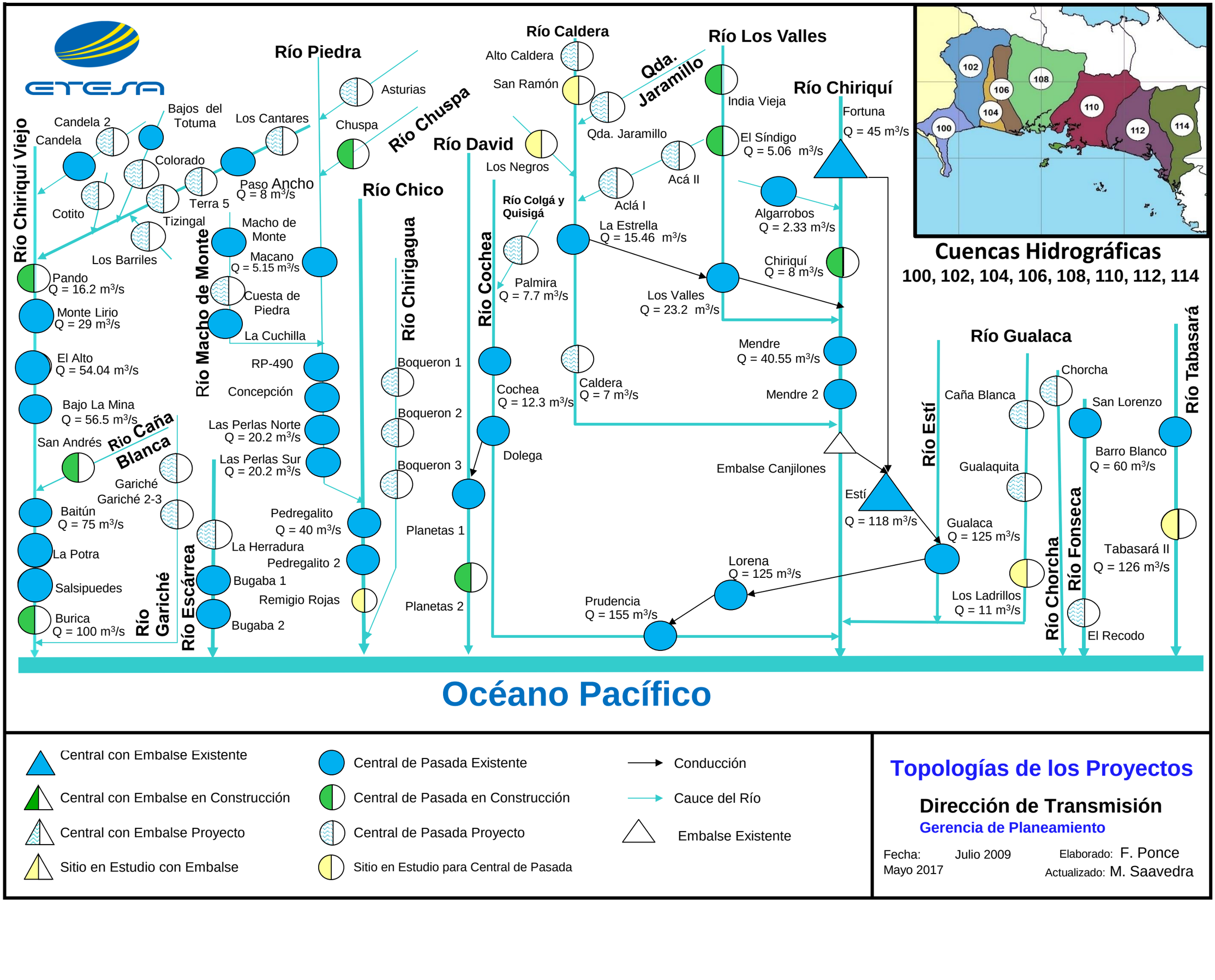
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas

100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río
- Embalse Existente

Topologías de los Proyectos

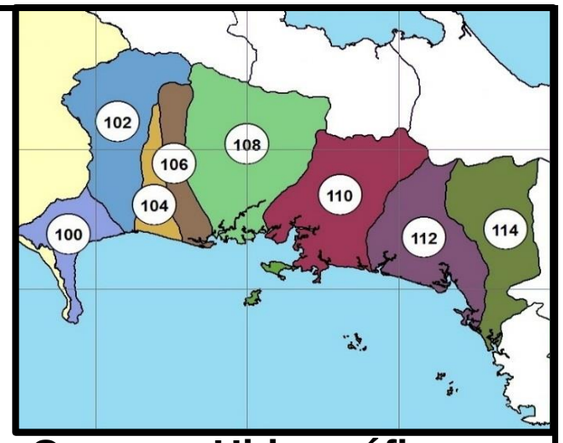
Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

Ríos David, Cochea, Caldera, Los Valles Chiriquí, Está,Gualaca, Chorcha, Fonseca y Tabasará



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

Río Caldera
Alto Caldera
San Ramón
Qda. Jaramillo
Qda. Jaramillo
Río Colgá y Quisigá
Los Negros
Aclá II
Aclá I
La Estrella
Q = 15.46 m³/s
Palmira
Q = 7.7 m³/s
Caldera
Q = 7 m³/s
Embalse Canjilones

Río Cochea
Cochea
Q = 12.3 m³/s
Dolega
Planetas 1
Planetas 2

Río David

Río Los Valles
India Vieja
El Síndigo
Q = 5.06 m³/s
Los Valles
Q = 23.2 m³/s

Río Chiriquí
Fortuna
Q = 45 m³/s
Algarrobos
Q = 2.33 m³/s
Chiriquí
Q = 8 m³/s
Mendre
Q = 40.55 m³/s
Mendre 2

Río Está
Está
Q = 118 m³/s
Lorena
Q = 125 m³/s
Prudencia
Q = 155 m³/s

Río Gualaca
Caña Blanca
Gualaquita
Gualaca
Q = 125 m³/s
Los Ladrillos
Q = 11 m³/s

Río Chorcha
Chorcha

Río Fonseca
San Lorenzo
El Recodo

Río Tabasará
Barro Blanco
Q = 60 m³/s
Tabasará II
Q = 126 m³/s

Océano Pacífico

- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río
- Embalse Existente

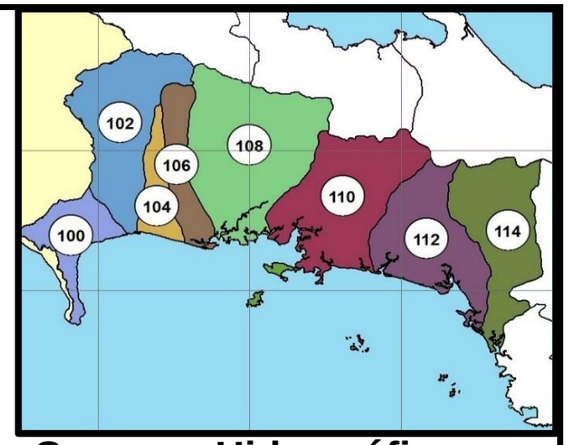
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

Rios chuspa, Macho de Monte, Piedra, Chico, Chirigagua y Escárrea



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

Río Piedra

Río Chuspa

Río Macho de Monte

Asturias

Río Escárrea

Chuspa

Macho de Monte

Macano
Q = 5.15 m³/s

Cuesta de Piedra

La Herradura

La Cuchilla

RP-490

Concepción

Bugaba 1

Las Perlas Norte
Q = 20.2 m³/s

Las Perlas Sur
Q = 20.2 m³/s

Río Chico

Río Chirigagua

Boqueron 1

Boqueron 2

Boqueron 3

Pedregalito
Q = 40 m³/s

Pedregalito 2

Bugaba 2

Remigio Rojas

Océano Pacífico

Central con Embalse Existente

Central con Embalse en Construcción

Central con Embalse Proyecto

Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente

Central de Pasada en Construcción

Central de Pasada Proyecto

Sitio en Estudio para Central de Pasada

Conducción

Cauce del Río

Embalse Existente

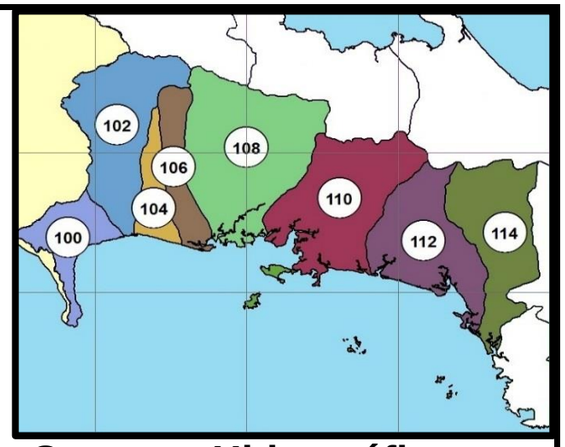
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

Río Chiriquí Viejo

Candela 2
Candela
Cotito
Bajos del Totuma
Colorado
Tizingal
Terra 5
Los Cantares
Paso Ancho
Q = 8 m³/s
Los Barriles
Pando
Q = 16.2 m³/s
Monte Lirio
Q = 29 m³/s
El Alto
Q = 54.04 m³/s
Bajo La Mina
Q = 56.5 m³/s
Baitún
Q = 75 m³/s
La Potra
Salsipuedes
Burica
Q = 100 m³/s

Rio Caña Blanca

San Andrés

Río Gariché

Gariché
Gariché 2-3

Océano Pacífico

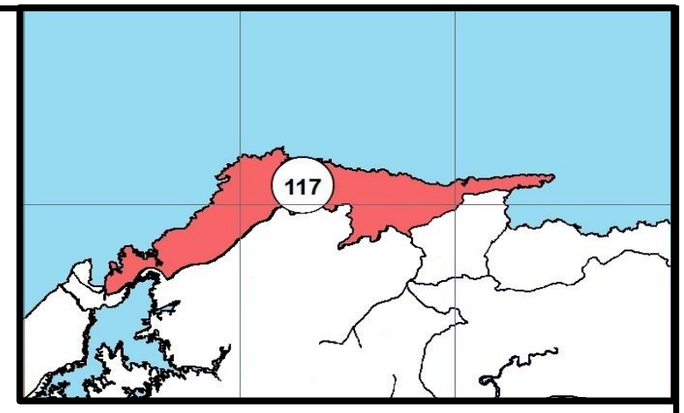
- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río
- Embalse Existente

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuenca Hidrográfica
117

Río Piedras

Piedra
Q = 2.4 m^3/s

Mar Caribe

Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada

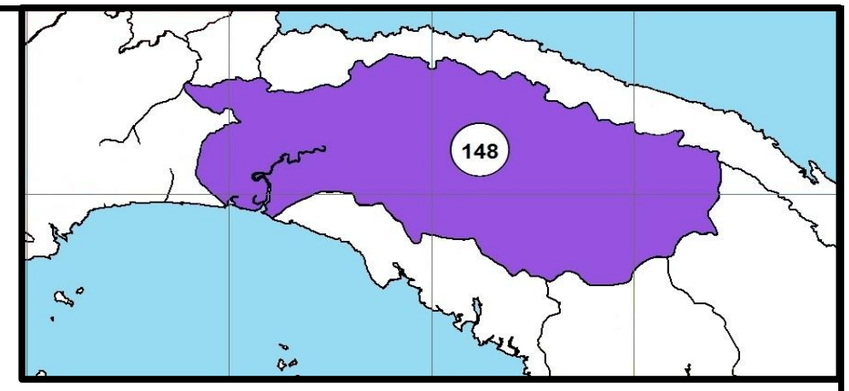
Conducción
Cauce del Río

Topologías de los Proyectos

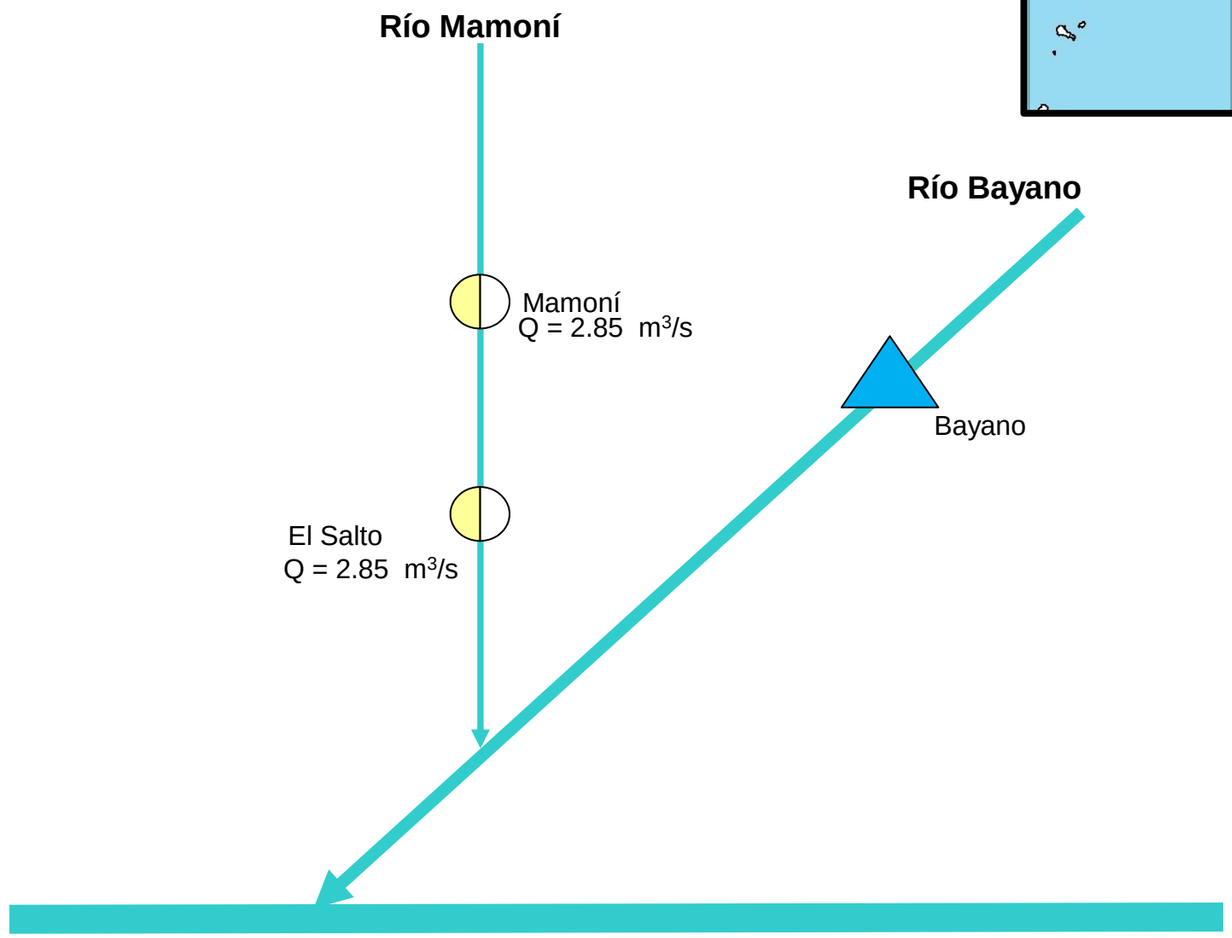
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuenca Hidrográfica
148



Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada

Conducción
Cauce del Río

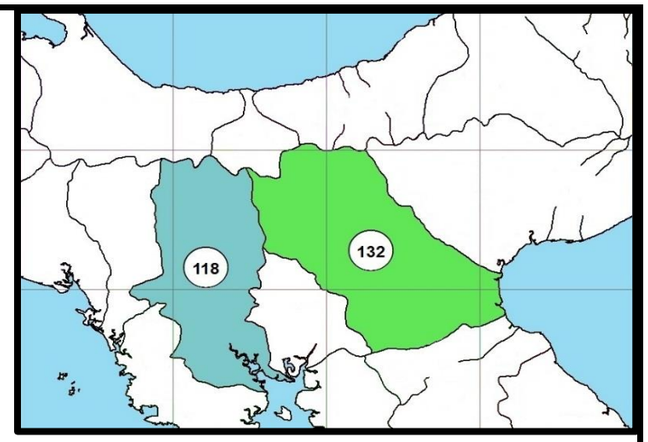
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
118, 132

Río Guayabito
Río Mulabá
Río Santa María
Guayabito
La Esperanza
Qda. Los Trancos
Río Cuay
Santa Fe
Los Trancos
Río Barrero Grande
El Chorrito
Río San Pablo
Río Cobre
Río Cañazas
El Guayacanes
La Laguna
La Soledad
Río Gatú
Las Cruces
Cañazas
Cerro Gordo
Lalín III
Q = 19.04 m³/s
Río San Juan
Lalín II
Q = 38.2 m³/s
Los Estrechos
Santa María
Rio Corita
Lalín I
Q = 54.8 m³/s
La Yeguada
Cerro Las Minas
Cerro Viejo
La Cordillera
El Remance
El Flor
San Bartolo
Santa María 82
Q = 79.5 m³/s
El Jobo
La Palma

Océano Pacífico

Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2017

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-313-2017

30 de junio de 2017

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Contenido

CAPÍTULO 1 3

INTRODUCCIÓN *3*

CAPÍTULO 2 7

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN *7*

Hidroeléctricas 7

Termoeléctricas 9

Nucleares 10

Solares 14

Fotovoltaica 14

Concentración Solar 16

Canal Parabólico 17

Reflectores Fresnel 18

Torres Solares 19

Discos Solares 20

Espacial 21

Eólicas 22

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra 22

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar 24

Turbinas de Ejes Verticales 25

Turbinas de Viento Flotantes 26

Marina 27

Mareomotriz 30

Maremotérmica 31

Osmótica 33

Geotérmica 35

Vapor Seco 37

Vapor por Destello 38

Ciclo Binario 40

Almacenamiento de Energía Eléctrica 42

Impactos Ambientales 43
CAPÍTULO 3 49
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS *49*
Pronósticos de Demanda 49
Pronósticos de Precios de los Combustibles 51
Criterios y Parámetros 59
Criterio de Mínimo Costo 60
Criterio de Confiabilidad 60
Costo de Racionamiento de Energía 60
Parámetros Técnicos y Económicos 60
Criterios Económicos 60
CAPÍTULO 4 63
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE *63*
Generación Hidroeléctrica 66
Generación Termoeléctrica 69
Generación Renovable 72
Pequeñas Centrales y Auto Generadores 73
Autoridad del Canal de Panamá 73
CAPÍTULO 5 77
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA *77*
Potencial Energético 77
Potencial Eólico 77
Potencial Solar 79
Potencial Hidroeléctrico 81
Potencial Térmico 83
Turba 83
Combustibles Fósiles 84
Metano 85
Sistema de Generación Futura 85
Proyectos Eólicos 85
Proyectos Fotovoltaicos 86

Turba 88
Otros Proyectos de Generación 88
Proyectos Hidroeléctricos 88
Proyectos Termoeléctricos 91
CAPÍTULO 6 95
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO *95*
Herramientas de Simulación 96
Plantas Eólicas y Solares 96
Período de Estudio 96
Hidrología 96
Demanda 97
Bloques de Demanda 97
Sistema de Generación Existente 97
Proyectos de Generación Futuros 97
Simulaciones 97
CAPÍTULO 7 107
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN *107*
Escenario Referencia 109
Escenario Renovable 114
Escenario Alternativo 120
Análisis de las Sensibilidades 127
Sensibilidad A 127
Sensibilidad B 131
Sensibilidad C 135
Sensibilidad D 140
Resumen 144
CAPÍTULO 8 151
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA -PANAMÁ (ICP) *151*
Objetivo 151
Promotores 152
Descripción 152

Beneficios del Proyecto 154
Ventajas Técnicas del Proyecto 154
Ventajas Económicas del Proyecto 154
Duración de la Ejecución del Proyecto 155
Simulación 156
CAPÍTULO 9 163
CONCLUSIONES *163*

Índice de Gráficos

Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base 58
Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos..... 59
Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación 64
Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación 64
Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a mayo de 2017 66
Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2016 67
Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación 95
Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia 111
Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia 112
Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia 113
Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia..... 113
Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Renovable 117
Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable 118
Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Renovable 119
Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Renovable..... 119
Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo..... 124
Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo..... 125
Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo..... 126
Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo 126
Gráfico 7. 13: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A 128
Gráfico 7. 14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A 129
Gráfico 7. 15: Participación de Generación de la Sensibilidad A..... 130
Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A 131
Gráfico 7. 17: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B 132
Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B 133
Gráfico 7. 19: Participación de Generación de la Sensibilidad B..... 134
Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B 135
Gráfico 7. 21: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C 137
Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C 138

Gráfico 7. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad C..... 139
Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C..... 140
Gráfico 7. 25: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D 141
Gráfico 7. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D 142
Gráfico 7. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad D..... 143
Gráfico 7. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D..... 143
Gráfico 7. 29: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios..... 147
Gráfico 7. 30: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades 148
Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia..... 157
Gráfico 8. 2: Intercambios del Escenario con Colombia 158
Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia. ... 159

Índice de Cuadros

Tabla 3. 1: Pronóstico de Demanda. 51
Tabla 3. 2: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Base 56
Tabla 3. 3: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos 56
Tabla 3. 4: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base..... 57
Tabla 3. 5: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos..... 57
Tabla 3. 6: Poder Calorífico de los Combustibles..... 58
Tabla 4. 1: Matriz Energética a mayo de 2017 63
Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a mayo de 2017 65
Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente..... 68
Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente 70
Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas 71
Tabla 4. 6: Sistema de Generación Renovable Existente 72
Tabla 4. 7: Pequeñas Centrales y Autogeneradores..... 73
Tabla 4. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá 74
Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica..... 78
Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica 78
Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas 79
Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas 80
Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción..... 82
Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite 82
Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba 84
Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Térmica..... 85
Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Térmica..... 85
Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados 86
Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados 87
Tabla 5. 12: Proyectos Solares Considerados (continuación) 88
Tabla 5. 13: Proyectos Hidroeléctricos Considerados 90
Tabla 5. 14: Proyectos Térmicos Candidatos Identificados..... 92
Tabla 5. 15: Proyectos Térmicos Candidatos Genéricos..... 92
Tabla 6. 1: Parámetros de las Corridas SDDP 98
Tabla 6. 2: Plan de Expansión de Costa Rica 99
Tabla 6. 3: Plan de Expansión de El Salvador..... 100
Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Guatemala 101
Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Honduras 102
Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Nicaragua 103

Tabla 7. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo 108
Tabla 7. 2: Costos del escenario Referencia 109
Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario Referencia 110
Tabla 7. 4: Costos del Escenario Renovable 114
Tabla 7. 5: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable 115
Tabla 7. 6: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable (Continuación) 116
Tabla 7. 7: Costos del Escenario Alternativo 120
Tabla 7. 8: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Alternativo 122
Tabla 7. 9: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Alternativo (Continuación) 123
Tabla 7. 10: Sensibilidades Analizadas 127
Tabla 7. 11: Costos de Sensibilidad A. 128
Tabla 7. 12: Costos de Sensibilidad B 132
Tabla 7. 13: Costos de Sensibilidad C 136
Tabla 7. 14: Costos de Sensibilidad D 141
Tabla 7. 15: Comparación de Planes de Demanda Media 145
Tabla 7. 16: Comparación de Planes de Demanda Media (continuación) 146
Tabla 7. 17: Comparación de Costos por Escenario 147
Tabla 7. 18: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades 148

Índice de Figuras

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica 7
Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes 8
Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada 12
Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo 13
Figura 2. 5: Arreglo de paneles solares utilizados en centrales solares fotovoltaicas 15
Figura 2. 6: Central de concentración solar con canales parabólicos y almacenamiento térmico 17
Figura 2. 7: Central de concentración solar con reflectores Fresnel 18
Figura 2. 8: Central de concentración solar con torre solar 19
Figura 2. 9: Central de concentración solar con discos solares 20
Figura 2. 10: Concentración solar fotovoltaica espacial 21
Figura 2. 11: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal 23
Figura 2. 12: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar 24
Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje vertical 25
Figura 2. 14: Prototipo de una turbina de viento flotante 26
Figura 2. 15: Clasificación de técnicas de generación de energía olamotriz 28
Figura 2. 16: Convertidores de energía olamotriz por desbordamiento 28
Figura 2. 17: Convertidores de energía olamotriz con cuerpos oscilantes 29
Figura 2. 18: Convertidores de energía olamotriz con columnas de agua oscilantes 29
Figura 2. 19: Central mareomotriz con generación unidireccional en bajamar 30
Figura 2. 20: Ciclo operativo de una central maremotérmica 32
Figura 2. 21: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida 34
Figura 2. 22: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones 35
Figura 2. 23: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas 36
Figura 2. 24: Central geotérmica accionada por vapor seco 37
Figura 2. 25: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa 39
Figura 2. 26: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa 41
Figura 2. 27: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético 44
Figura 2. 28: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación 45
Figura 8. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso 153
Figura 8. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones. 155

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Índice de Anexos

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario Referencia

Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario Renovable

Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario Alternativo

Tomo II - Anexo 4 Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas

Tomo II - Anexo 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017

Tomo II - Anexo 6 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Tomo II - Anexo 7 Topologías de los Proyectos

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Tomo II: Plan Indicativo de Generación

El objetivo del presente estudio es determinar un plan de expansión de la generación que entregue información, de manera indicativa, sobre la evolución del sector generación y que permita verificar la situación actual de suministro y las alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica, considerando las diversas variables, como lo son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Introducción

1

Capítulo 1
INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) dentro de sus funciones está preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

> *"Preparar el plan de expansión de generación para el sistema interconectado nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo."*

En respuesta a lo anterior, en este documento se presentan los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual busca dar luces y orienta a los estamentos destinados a dirigir la política energética del país sobre las diferentes situaciones a la que estaría sometido el sistema bajo los escenarios planteados.

El presente documento fue desarrollado durante los primeros meses del año 2017, en el cual se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2017 – 2031, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tales efectos, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- La información solicitada a los agentes en febrero del año 2017, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.
- Definición de políticas y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía de Panamá.
- Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del parque de generación eléctrica.

A partir de los antecedentes mencionados, se obtiene un plan de generación indicativo donde se considera el crecimiento medio de la demanda, derivado de los análisis del Tomo I Estudios Básicos 2017 – 2031. Con respecto a la generación, se hizo un estudio del potencial energético con que cuenta el país, además de las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial tomando en cuenta el costo de las mismas. De igual forma se considera el proyecto de interconexión SIEPAC y posible interconexión con la República de Colombia.

Dicho esto, se estudian diferentes hipótesis que simulan las distintas afectaciones que dan como resultado de las situaciones presentadas;

además, se busca comprobar y analizar las falencias y bondades con que cuenta el sistema para el corto y mediano plazo, con la finalidad de identificar y realizar los correctivos necesarios para subsanar dichas carencias en el Sistema Interconectado Nacional.

Este informe muestra resultados de un estudio del Sistema Eléctrico Nacional, específicamente en el área de generación, bajo condiciones particulares de análisis. Por tratarse de una simulación, los datos presentados no son totalmente reales y sus resultados son proyectados a valor presente con base en el año 2017. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.

Descripción de Tecnologías de Generación

2

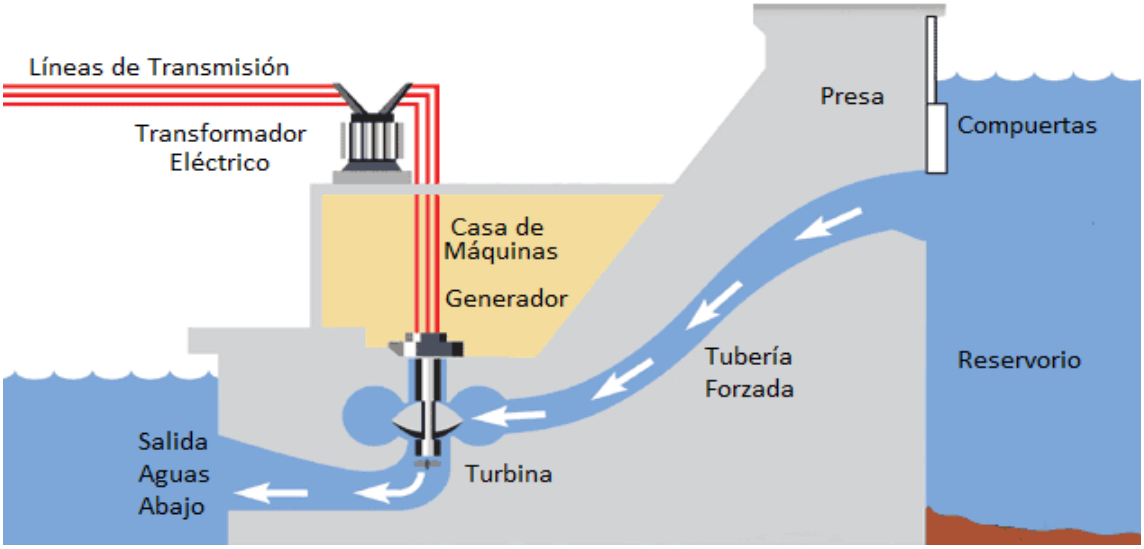
Capítulo 2
DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Una revisión del estado del arte sobre las diferentes tecnologías en la generación de energía eléctrica es presentada en este capítulo; también se hace mención a los impactos ambientales que causan dichas tecnologías.

Hidroeléctricas

La turbina hidráulica es una tecnología madura, y se ve evidenciado en que ésta es la mayormente utilizada en la actualidad para el aprovechamiento del potencial del movimiento de las aguas. Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua, existen distintos tipos de turbinas apropiadas para cada escenario. El agua es transportada mediante tuberías a la casa de máquinas en donde se encuentra una turbina acoplada a un generador eléctrico; el agua transfiere su energía potencial y cinética en energía eléctrica mediante el impulso de los álabes de las turbinas. La Figura 2. 1 explica el funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica



Referencia: Escuela de Ciencias del Agua de Estudios Geológicos de los Estados Unidos.

Recientemente se han diseñado e implementado turbinas hidráulicas de baja presión para aprovechar la energía potencial de aguas en ríos no muy caudalosos y con bajas cabezas hidráulicas (usualmente menores a 10 metros). Las turbinas se asemejan y funcionan con el principio del tornillo de Arquímedes: el agua ingresa al tornillo y mientras hace su recorrido su peso mueve los álabes e impulsa la turbina. En la parte inferior del tornillo el agua es desfogada, mientras que en la parte superior se encuentra la caja de cambios y el generador eléctrico. En la Figura 2. 2 se puede observar en funcionamiento esta turbina.

La principal ventaja de este diseño es que esta tecnología puede implementarse para generación distribuida sin afectar considerablemente la fauna y el ecosistema. Los peces pueden navegar por las turbinas sin ninguna complicación ya que las velocidades de las mismas son relativamente bajas. Además de esto, debido a que las cabezas de agua y caudales son relativamente bajos, no es requerido crear ninguna represa.

Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes

Referencia: Nuevas Tecnologías de Producción y Transmisión de Energía, 2017.

Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas involucran el aprovechamiento de la energía térmica producto de la combustión de una fuente de energía o insumo para la generación de energía eléctrica. La gran mayoría de las fuentes de energía usadas son de origen fósil, aunque recientemente se ha estado incursionando en el uso de desechos de materias orgánicas.

En centrales de carbón, el contenido energético de diferentes fuentes de carbón es aprovechado en las calderas para producir vapor y utilizar el ciclo termodinámico Rankine y sus variantes para impulsar una turbina de vapor. El más reciente es la turba: tiene un porcentaje alto de humedad (hasta 90%), bajo poder calorífico (menos de 2000 kcal/kg) y poco carbono (menos de un 50%). Se debe secar antes de su uso. Se encuentra en zonas pantanosas.

Centrales termoeléctricas que operan con motores de combustión interna usan productos derivados del petróleo. En general, los motores diésel utilizan un destilado ligero del petróleo denominado diésel (fuel oil No. 2); por otra parte, los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, biogás, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y Búnker C (fuel oil No. 6).

Otro producto comúnmente utilizado en la producción de energía eléctrica es el gas natural. Al igual que el carbón y el crudo, yacimientos de gas natural son encontrados en grandes cantidades debajo de la corteza terrestre y son el resultado de la descomposición de animales y plantas de hace millones de años atrás, sometidos a altas presiones y temperaturas. Centrales que aprovechan este recurso utilizan turbinas de gas con el ciclo termodinámico Brayton.

Por último, la biomasa consiste en la combustión de desechos orgánicos tales como cañas de azúcar, madera, bambú, cáscaras de arroz, tusa de mazorca de maíz, algas, aserrín, hojas y ramas de árboles, desechos de animales de granja, desechos municipales y desechos residenciales entre muchos otros. En otros casos, se almacenan los desechos para producir biogás, el cual es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

Nucleares

Centrales nucleares producen electricidad a partir de la energía liberada durante el proceso de fisión nuclear. La fisión es una reacción nuclear que se lleva a cabo en los núcleos atómicos de los elementos químicos y consiste en la separación de núcleos pesados en unos más pequeños. Reacciones de este tipo liberan grandes cantidades de energía en forma de calor y radiación, por lo que la materia que se encuentre alrededor del espacio en donde se produce la fisión se calentará.

Los elementos de una central nuclear son: el circuito primario donde se produce la reacción nuclear, el circuito secundario para la generación de electricidad, el sistema de refrigeración y el sistema de seguridad. El circuito primario contiene el reactor nuclear, el combustible fisible (uranio 235 o el plutonio 239), las barras de control que ayudan a acelerar o frenar las reacciones en cadena de liberación de neutrones; todos estos elementos se albergan dentro de una estructura de contención hecha de hormigón designada para impedir que la radiactividad sea liberada al ambiente.

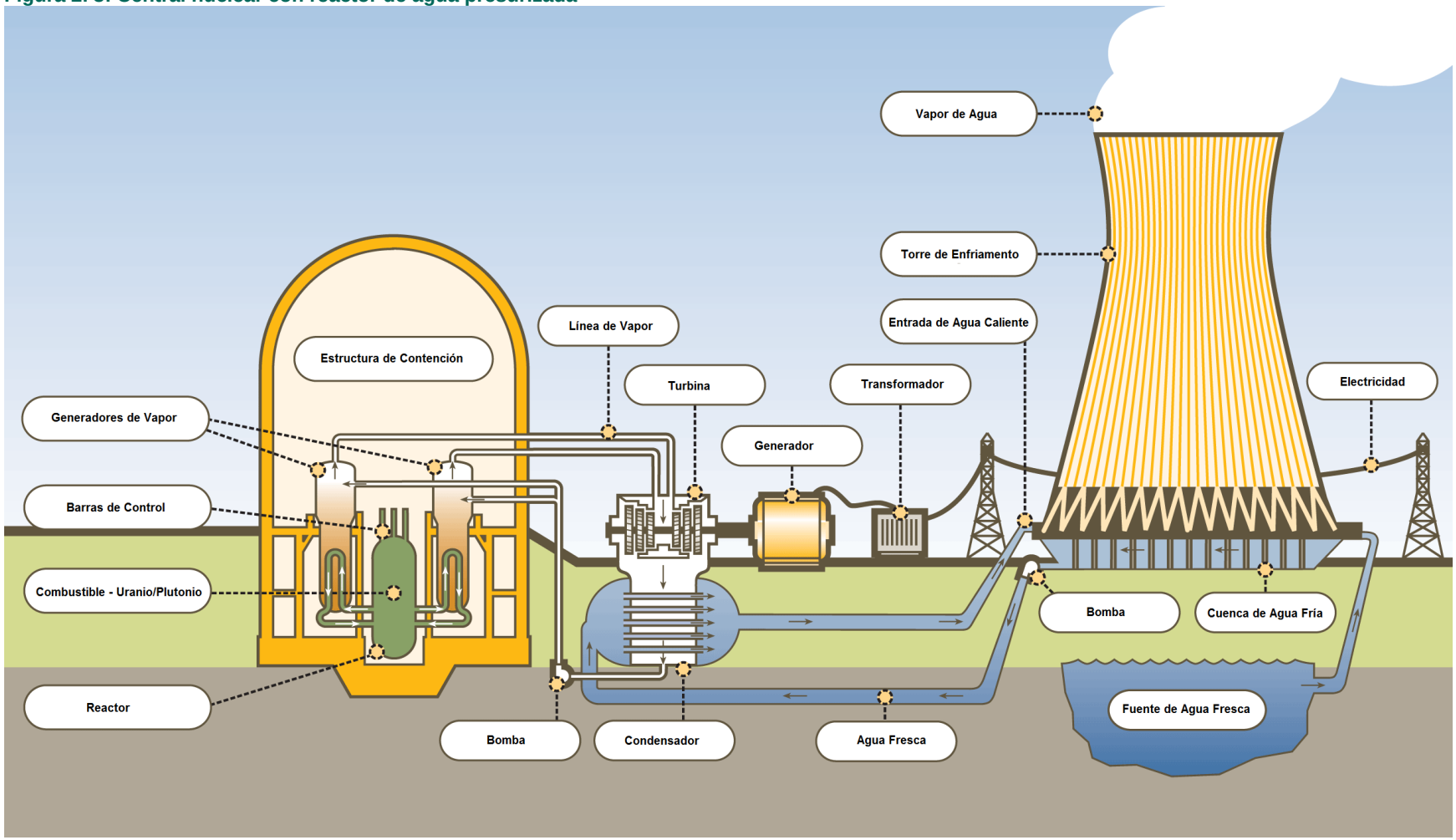
En un reactor nuclear, cuando un neutrón libre es bombardeado hacia las barras de combustible, el núcleo lo absorbe y se produce una versión inestable del átomo; posteriormente se lleva a cabo la separación de núcleo en varios fragmentos, que a su vez chocan con átomos vecinos y producen una reacción en cadena. La energía liberada en forma de calor gracias a este proceso es utilizada para la producción de vapor, y dicho vapor es usado de igual manera que en un ciclo termodinámico de centrales termoeléctricas.

Existen dos configuraciones de reactores: de agua presurizada y de agua hirviendo. Ambos diseños utilizan agua (ya sea de río o de mar) como medio de enfriamiento; sin embargo, el aprovechamiento de la propiedad intensiva del agua varía a cada caso.

- **Reactor de agua presurizada (PWR):** El combustible se encuentra dentro de un recipiente con agua, y las altas presiones dentro del reactor impiden que el agua se convierta en vapor pero que sí aumente su temperatura. La energía contenida en el agua a altas temperaturas es transferida en forma de calor al circuito de agua, el cual cambia de fase de líquido a vapor y es usado para impulsar las turbinas.
- **Reactor de agua hirviendo (AWR):** El arreglo es similar al del reactor de agua presurizada, excepto que la presión del reactor es menor; por consiguiente, se le permite al agua cambiar de fase líquida a vapor, el cual es utilizada directamente para impulsar las turbinas.

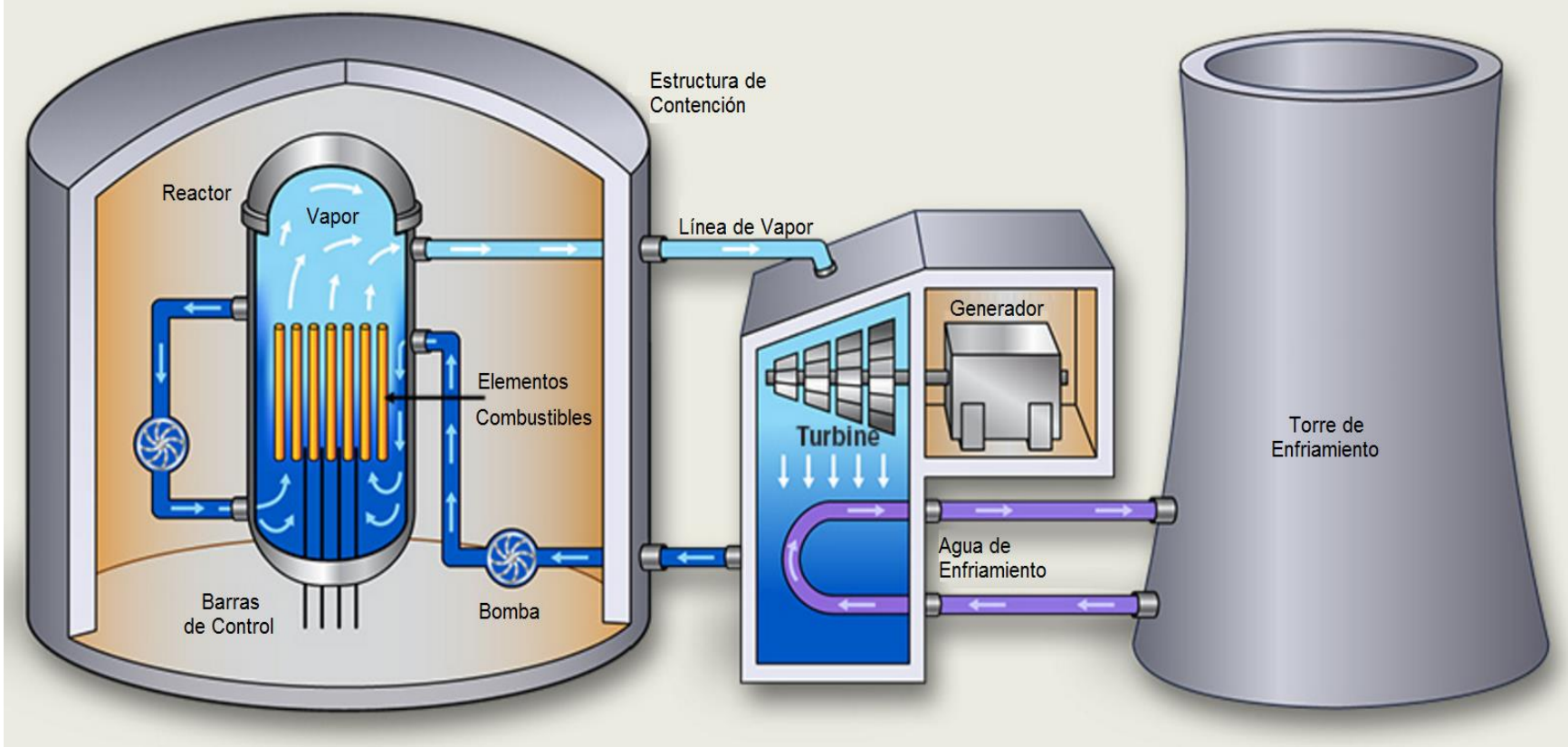
La gran ventaja de las centrales nucleares es que debido a la gran cantidad de energía que producen, éstas son utilizadas como centrales base para suplir la demanda del sistema; además, no producen emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente ya que el combustible utilizado no es de origen fósil. A pesar de ello, tiene la gran desventaja de producir grandes cantidades de residuos radiactivos nocivos para la salud y, por consiguiente, su manejo y descarte es muy delicado. Otra gran preocupación que surge con la dependencia de centrales nucleares es la posible pérdida del refrigerante, el cual conllevaría a que el reactor se funda y la radiación contenida en él se libere hacia el ambiente. En la Figura 2. 3 y Figura 2. 4 muestran los ciclos de operación de centrales nucleares.

Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada



Referencia: Nuclear Power, 2014.

Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo



Referencia: Nuclear Power, 2014.

Solares

Las tecnologías más desarrolladas utilizando la energía suministrada por el sol son la fotovoltaica y la de concentración solar. A continuación, se hace una descripción de ambas alternativas de producción de energía.

Fotovoltaica

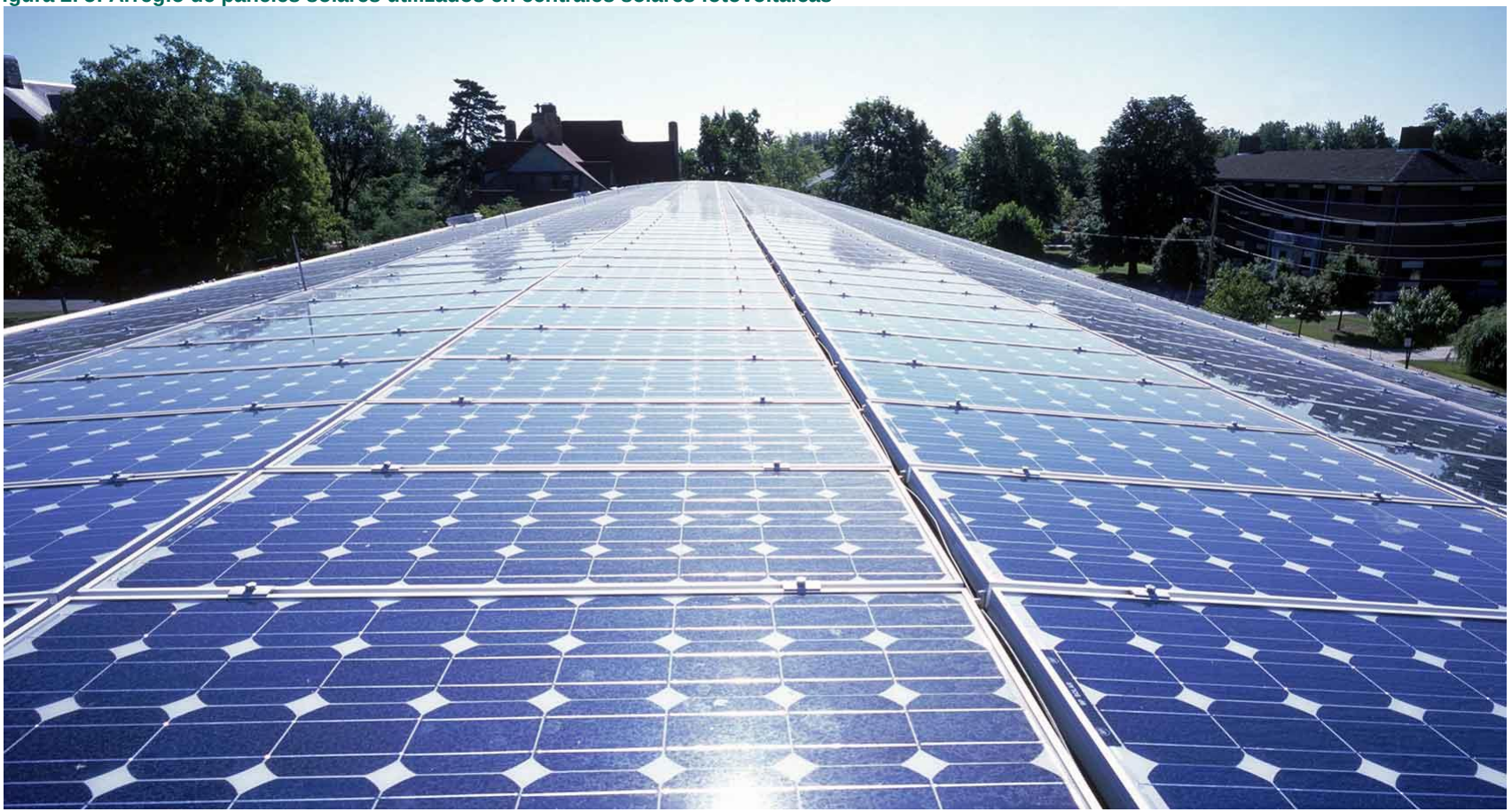
Las celdas fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas pueden configurarse para crear módulos que a su vez pueden conectarse en serie y/o paralelo para incrementar el voltaje y/o corriente y conectarse a la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

A la fecha se pueden definir claramente tres generaciones de desarrollo tecnológico:

1. Placas planas de silicio cristalino.
2. Láminas delgadas hechas con silicio amorfo o materiales sin silicio.
3. Tecnologías emergentes e innovadoras, tales como la concentración fotovoltaica (espejos o lentes plásticos dirigen rayos solares a celdas fotovoltaicas), celdas fotovoltaicas orgánicas, láminas delgadas diseñadas con impresoras de tinta y plásticos conductivos, etc.

En base a lo observado con el transcurso de los años se espera que se siga invirtiendo aún más en investigación y mejoramiento de la misma. La producción de energía eléctrica mediante fuentes solares fotovoltaicas será más competitiva en comparación con fuentes de energía convencionales en términos de precio, vida útil y eficiencia.

Figura 2. 5: Arreglo de paneles solares utilizados en centrales solares fotovoltaicas



Referencia: Administración de Información Energética – Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Concentración Solar

En contraste a las centrales solares fotovoltaicas, en este tipo de centrales se aprovecha directamente la energía proveniente del sol. La radiación solar es recolectada a una zona en específico, provocando que un fluido de trabajo se caliente, que a su vez será utilizado para mover una máquina térmica y un generador eléctrico vía ciclo termodinámico convencional con el objetivo de producir energía eléctrica; como beneficio adicional, puede aprovecharse la energía térmica del fluido para usos directos, tales como calefacción, enfriamiento y procesos industriales entre muchos otros. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos (espejos) que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas.

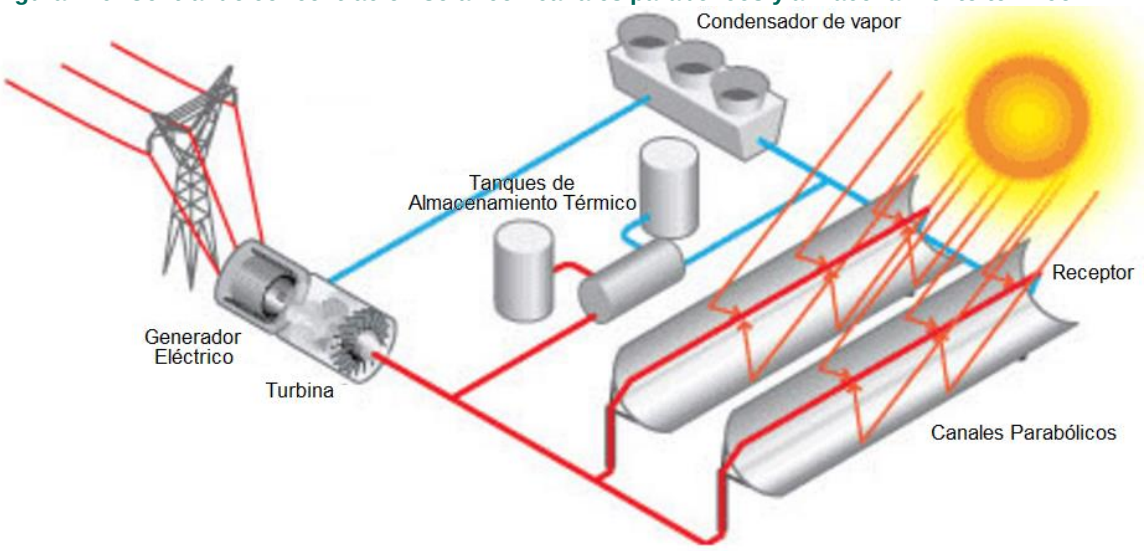
Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar, incluyendo días con alta nubosidad y/o después del ocaso. Por ejemplo, si se utiliza un fluido con alta capacidad térmica para almacenar la energía solar durante las horas de mayor incidencia, dicha energía puede aprovecharse en las horas de la noche mediante la producción de electricidad. Centrales con almacenamiento de energía obtienen mejores factores de planta en comparación con aquellas que no cuentan con dicho almacenamiento.

Hasta la fecha se han diseñado e implementado cuatro configuraciones de concentradores solares, los cuales serán presentados en las siguientes secciones.

Canal Parabólico

Por ser la primera configuración desarrollada a nivel mundial, esta representa la tecnología más madura. Espejos con forma parabólica son ubicados de tal manera que los rayos solares son concentrados en tuberías de acero llamados receptores, los cuales se ubican a lo largo de la línea focal de los espejos. Las tuberías están pintadas con un recubrimiento para maximizar la absorción de energía y minimizar la radiación infrarroja; adicionalmente, para reducir las pérdidas de calor por convección hacia el ambiente, las tuberías operan dentro de un tubo de vacío de vidrio. En la Figura 2. 6 se logra apreciar el ciclo de operación de una central con esta configuración.

Figura 2. 6: Central de concentración solar con canales parabólicos y almacenamiento térmico

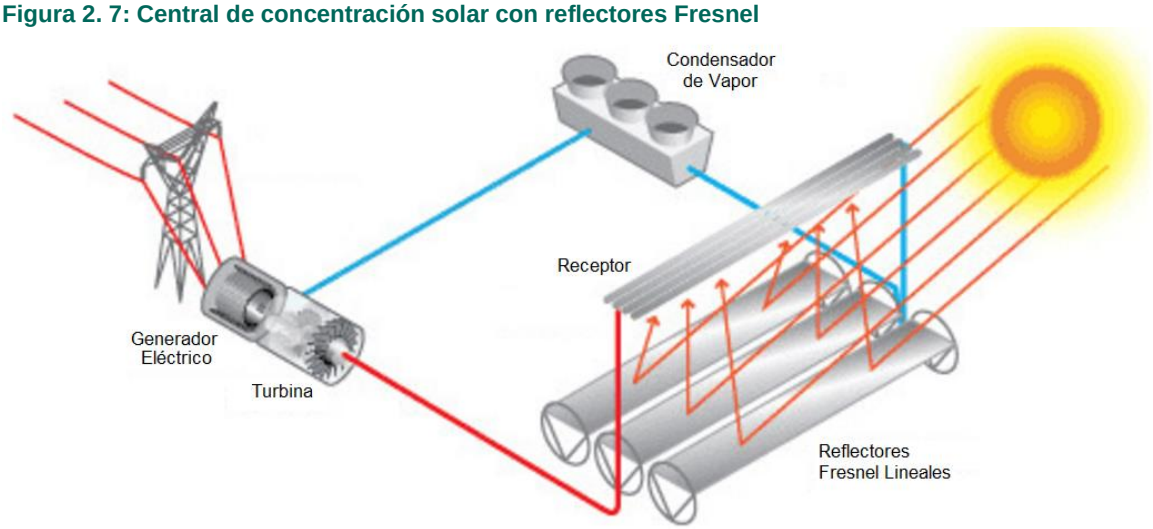


Referencia: Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable.

Reflectores Fresnel

Su distribución es muy parecida a la de los canales parabólicos, con la principal excepción de que los espejos son planos y/o ligeramente curvados, y que son orientados a diferentes ángulos de inclinación con la finalidad de concentrar la energía solar en un receptor fijo ubicado a varios metros de altura por encima del campo de espejos. Las eficiencias ópticas obtenidas son menores en comparación con centrales parabólicas; sin embargo, este tipo de centrales son más simples que las primeras, por lo que la hacen económicamente más viable. En la Figura 2. 7 se presenta una central con reflectores Fresnel.

Figura 2. 7: Central de concentración solar con reflectores Fresnel

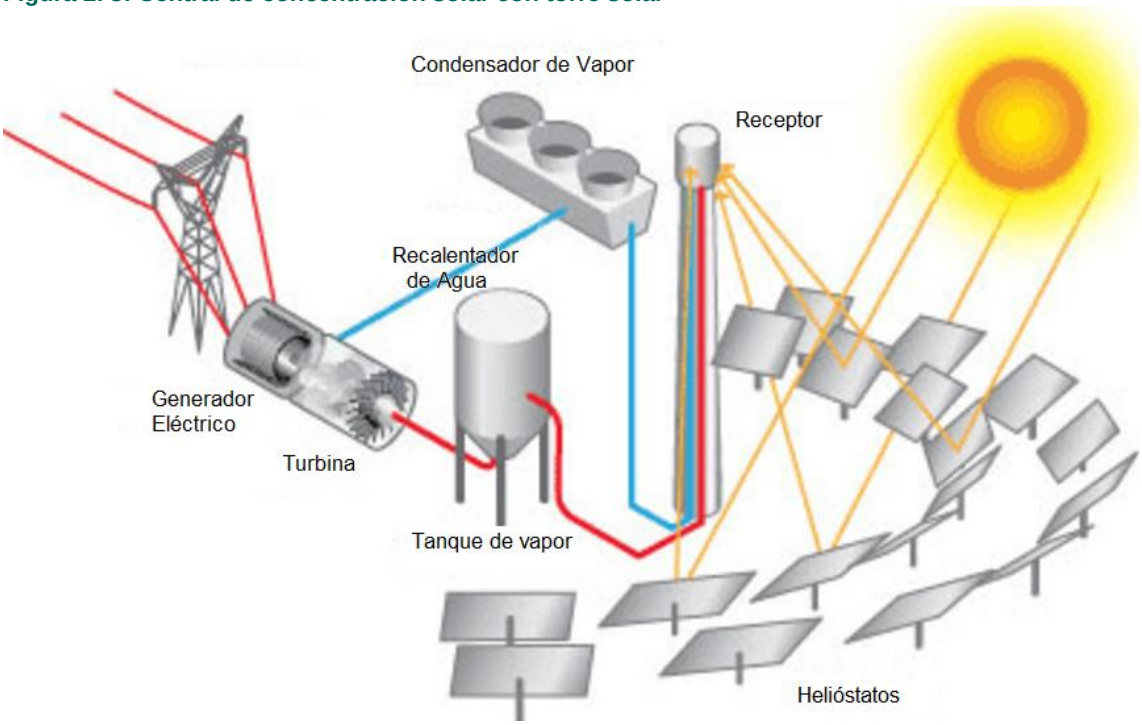


Referencia: Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable.

Torres Solares

Centrales de este tipo utilizan helióstatos, espejos direccionados por computadora, con la finalidad de rastrear el sol de forma individual sobre dos ejes y concentrar la radiación solar en un único receptor ubicado en una torre central. Con los helióstatos se pueden conseguir temperaturas de operación mucho más elevadas que con centrales parabólicas y de reflectores Fresnel; por consiguiente, esta alternativa posee la ventaja de altas eficiencias, mejor almacenamiento térmico y altos factores de planta (Figura 2. 8). Sin embargo, la principal desventaja de centrales con torres solares es el alto costo de inversión y mantenimiento por el uso de los helióstatos.

Figura 2. 8: Central de concentración solar con torre solar

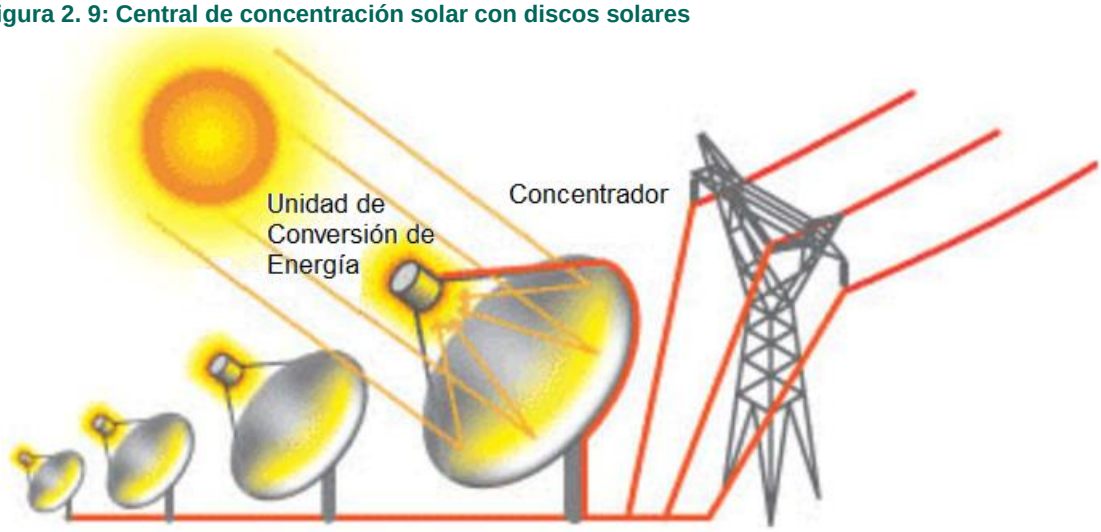


Referencia: Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable.

Discos Solares

Sistemas de generación con esta configuración disponen de concentradores con forma parabólica, parecidos a los discos satelitales, con el objetivo de dirigir la radiación solar a un receptor ubicado exactamente en el punto focal del disco; el receptor puede ser una máquina Stirling o una micro turbina. Dado a la naturaleza de su configuración, esta variante tiene la gran ventaja de modularidad, lo cual es ideal para generación distribuida; sin embargo, sistemas seguidores de rayos solares de dos ejes son requeridos para obtener altos factores de concentración y por consiguiente altas temperaturas de operación. Si bien esta opción ha sido implementada exitosamente y se han reportado altas eficiencias y resulta una alternativa prometedora, el sistema no ha sido implementado a grandes niveles comerciales. En la Figura 2. 9 se muestra un esquema de esta configuración.

Figura 2. 9: Central de concentración solar con discos solares



Referencia: Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable.

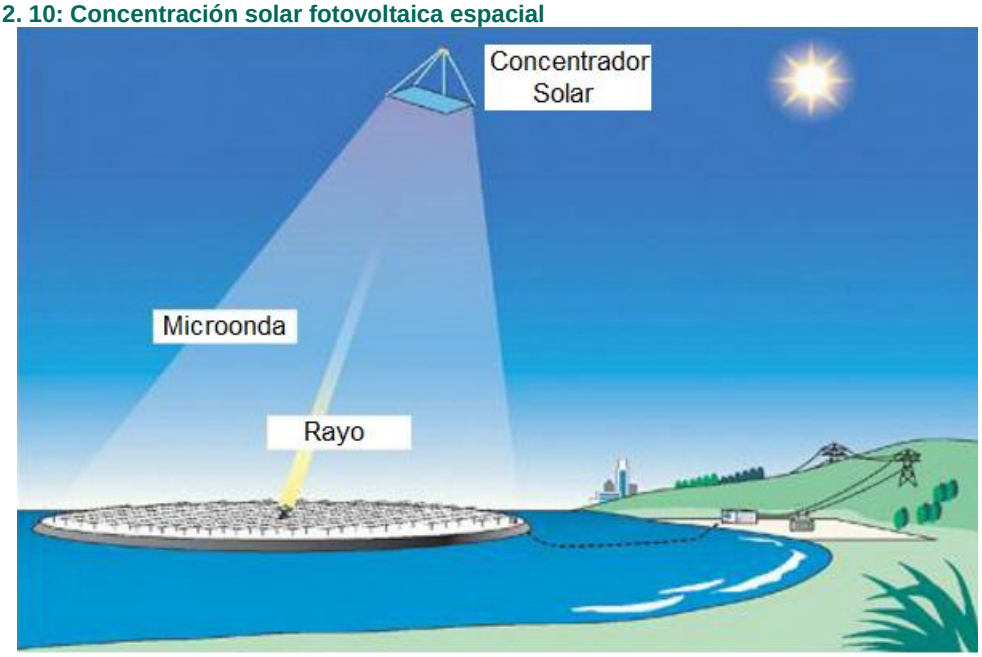
Espacial

La principal limitación de las centrales fotovoltaicas consiste en la cantidad de horas en el día en el que se puede obtener el recurso solar y, si con suerte, el día no se encuentra demasiado nublado para su máximo aprovechamiento. Por tal motivo se ha considerado la alternativa de obtener continuamente la energía solar mediante la instalación de concentradores de rayos solares en el espacio y enviarlos hacia los módulos fotovoltaicos instalados en los campos solares.

Los satélites enviados al espacio tienen varios reflectores o espejos inflables y un transmisor de potencia de microondas o de láser. Los reflectores y espejos se encargan de recolectar los rayos solares y son dirigidos hacia el transmisor de potencia para convertir la energía solar en un rayo láser o de microonda. El rayo es orientado ininterrumpidamente hacia centrales receptoras de potencia, donde reciben el rayo y realizan posteriormente la conversión de energía eléctrica.

Como es de esperarse, esta tecnología resulta ser muy costosa por los envíos de los satélites al espacio y la construcción de los elementos. A pesar que se ha probado exitosamente en fase de experimentación la transmisión de 10 kW de potencia en tierra, aún le falta mucha inversión en desarrollo para ser implementada a nivel comercial. En la Figura 2. 10 se muestra el modelo conceptual de esta tecnología.

Figura 2. 10: Concentración solar fotovoltaica espacial



Referencia: Sistemas Espaciales de Japón.

Eólicas

El calentamiento no uniforme de zonas geográficas provoca diferencia de presiones atmosféricas, lo cual produce las corrientes de aire (viento). Parques eólicos aprovechan la energía cinética disponible en corrientes de aire para producir energía eléctrica con la ayuda de turbinas de viento o sistemas de conversión de energía eólica. Los álabes de las turbinas de viento son impulsados por acción del viento, transformando la energía cinética del viento a energía rotacional para un eje acoplado a un generador y finalmente a energía eléctrica mediante electromagnetismo.

Centrales eólicas son generalmente clasificadas según su conexión a la red eléctrica (sistema aislado o conectado a la red), característica de la instalación (en tierra o en alta mar), y el tipo de turbina eólica (eje vertical u horizontal). No obstante, gracias al ingenio y creatividad del ser humano, en los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha ido evolucionando drásticamente, causando que se desarrollen nuevas configuraciones y que sus costos sean igual de competitivos con las tecnologías convencionales. Las siguientes secciones complementan con mayor información el avance de las configuraciones mencionadas.

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra

Las primeras centrales eólicas fueron construidas bajo este principio, por lo que existen comercialmente en todas partes del mundo. El eje es montado paralelo al flujo del viento y del suelo y las aspas están diseñadas de tal forma que se aprovecha al máximo la captura de la energía del viento para convertirla a energía mecánica rotacional.

El número de aspas también juega un papel muy importante en la eficiencia del generador; tres resulta ser el número adecuado ya que otorgan mejor balance a las fuerzas giroscópicas ejercidas a la turbina. Una caja de cambios es una caja con arreglos de engranajes que hace la función de amplificador de velocidad baja a alta para el generador.

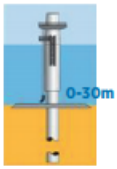
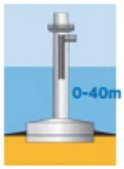
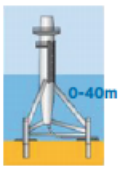
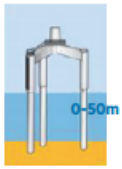
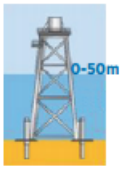
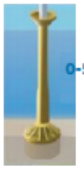
Figura 2. 11: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal

Referencia: Administración de Información Energética – Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar

Esta tecnología surge bajo el hecho de que en alta mar las velocidades del viento son mucho más estables y mayores que en tierra firme. Otra diferencia significativa es el tipo de fundación diseñada: las de tierra firme son de concreto mientras que las de alta mar pueden estar en el agua (tipo flotante) o fijadas en el suelo marino. La Figura 2. 12 muestra una gama de diseños utilizados en proyectos eólicos junto con sus características, ventajas y desventajas.

Figura 2. 12: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar

	Pilar alto con tapa	Monopilar	Base de gravedad de concreto	Trípode	Tres pilares	Estructura Metálica	Cubeta de succión
Diseño							
Ejemplo	Sakata (JP)	Kamisu (JP)	Choshi (JP)	Longyuan Rudong intertidal (CH)	Bard Off-shore 1 (DE)	Kitakyushu (JP)	Dogger Bank (UK)
Ventajas	• Tapa protege contra colisiones	• Diseño sencillo	• Económicas • No requiere de perforaciones	• Más estable que monopilares	• Pueden ser instaladas con barcazas convencionales de elevación	• Estabilidad • Liviana	• Menos acero • No requiere de perforaciones
Desventajas	• Profundidad de agua limitada • Fabricación compleja	• Diámetro aumenta significativa mente con la profundidad • Perforaciones	• Preparación del fondo del mar es requerida	• Instalación más compleja	• Costos	• Costos	• No es aplicable en fondos de mar sólidos
Comentarios	• Muy común en industrias de tierra firme	• Tipo de fundación más común • Limitaciones en la profundidad del agua	• Instaladas actualmente en aguas poco profundas	• Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso	• Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso	• Comercialmente atractivo > 35m por su flexibilidad y bajo peso (40-50% menos acero que monopilares)	• Aún a desplegarse a escala

Referencia: Carbon Trust, 2014.

Según lo recopilado en la literatura, la configuración más sencilla y comúnmente usada es la monopilar; sin embargo, dicha configuración solamente puede ser instalada en aguas de hasta 30 metros de profundidad. Fundaciones flotantes han sido instaladas usualmente en aguas con profundidades mayores a los 50 metros debido a que los costos requeridos para una fundación en el suelo marino son extremadamente altos; no obstante, tales estructuras se encuentran en fase de demostración.

De acuerdo con el estudio presentado por la Organización de Nuevas Energías y Desarrollo

Tecnológico Industrial NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) en 2013, las pérdidas energéticas en el proceso de conversión son las siguientes: entre un 50% a 60% de la energía aerodinámica en las aspas y rotor de la turbina, 4% de la energía mecánica en la caja de cambios y un 6% de la energía electromecánica en el generador. Con todas estas pérdidas tomadas en consideración, la eficiencia global de una central eólica convencional está entre el 30% y 40%.

Turbinas de Ejes Verticales

Esta configuración corresponde a una de las modalidades más modernas en la actualidad y, por sus resultados obtenidos a la fecha, tiene un potencial muy prometedor para competir con fuentes de producción convencionales. En comparación con las turbinas de eje horizontal, estas requieren menos espacio por lo que permiten la instalación de más generadores, además de ser más fácil la fabricación y transporte de los elementos. Otros beneficios de esta configuración son: la reducción considerable de ruido, un mantenimiento más sencillo del generador debido a que éste se encuentra en el suelo, y el efecto sombra o de atenuación de la fuerza del viento es beneficioso. Finalmente, estas pueden instalarse tanto en tierra firme como en alta mar; sin embargo, por ser una tecnología relativamente nueva, sus costos de inversión son muy elevados y varios proyectos de este tipo se encuentran en fase experimental. Puede notarse en la Figura 2. 13 el espacio reducido requerido para la instalación de un parque eólico con esta tecnología.

Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje vertical

Referencia: Nuevas Tecnologías de Producción y Transmisión de Energía, 2017.

Turbinas de Viento Flotantes

Esta tecnología surge por el hecho de que a mayor altura la instalación de la turbina de viento, mayor será la velocidad de los vientos y por consiguiente una mayor potencia podrá ser extraída del mismo. Combina las propiedades de una turbina de viento de eje horizontal y las de un dirigible. El dirigible se infla con helio y es mantenido en su posición con cuerdas y estructuras fijadas en el suelo para soportar las fuerzas del viento a elevadas alturas. Ya que estos dispositivos se encuentran a gran altitud, el ruido producido por las aspas es despreciable y requiere de poco mantenimiento. Un prototipo de esta tecnología es mostrado en la Figura 2. 14.

Figura 2. 14: Prototipo de una turbina de viento flotante

Referencia: Nuevas Tecnologías de Producción y Transmisión de Energía, 2017.

Marina

Centrales de esta categoría aprovechan el ilimitado recurso energético proveniente de los océanos, los cuales incluye las olas, mareas, diferencia de temperatura de los océanos y salinidad. Debido a que la variabilidad de las olas y mareas es menor en comparación con la de los vientos, es más fácil predecir y estimar la generación. A continuación, se describen cada una de las alternativas de generación eléctrica con este recurso renovable.

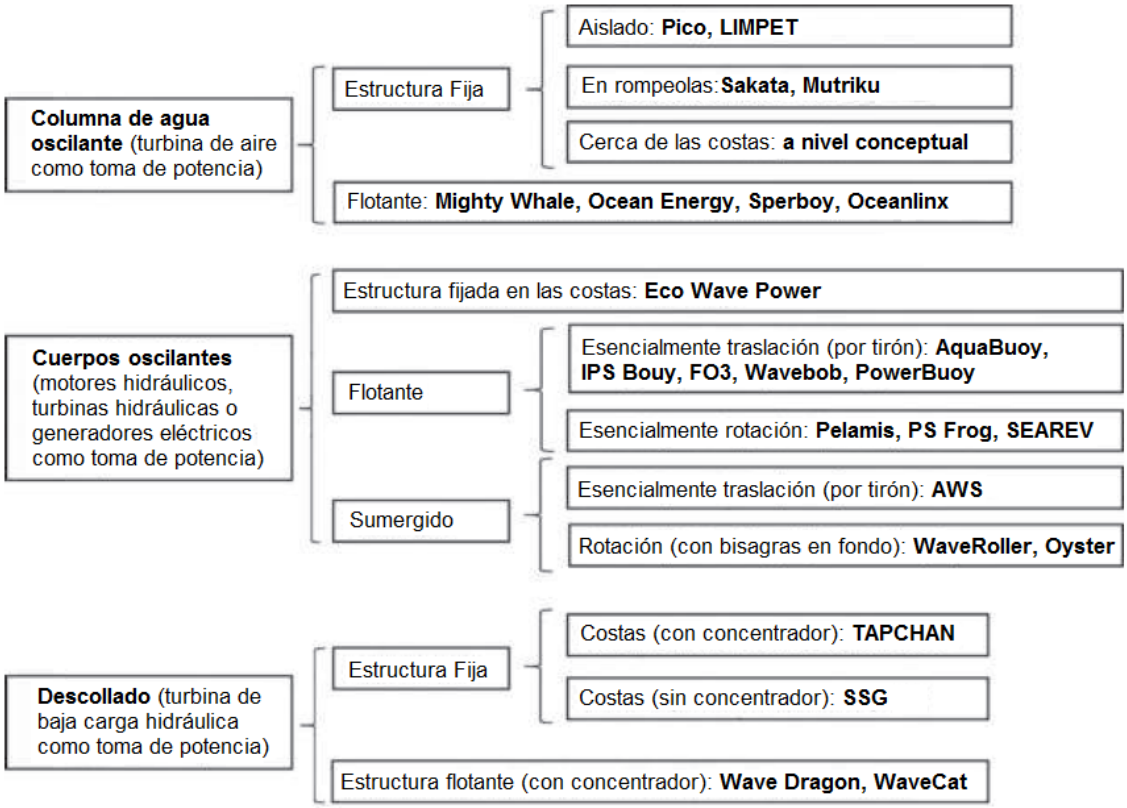
Olamotriz

Consiste en el proceso de conversión de la energía mecánica proveniente de las olas superficiales en los océanos a eléctrica. Toda central de producción de energía de esta categoría cuenta con cuatro componentes principales:

1. La estructura y el motor principal encargado de capturar la energía de la ola y convertirla a energía mecánica.
2. La fundación o anclaje que mantendrá en su lugar la estructura y el motor principal.
3. El sistema de toma de potencia, el cual convierte la energía mecánica en eléctrica.
4. Los sistemas de control que salvaguardan y optimizan el rendimiento durante las condiciones de operación.

De acuerdo con la información presentada en el informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) en su documento “Energía de Olas: Resumen Tecnológico” del año 2014, los dispositivos utilizados para capturar la energía de las olas se clasifican en tres tipos: columna de agua oscilante, cuerpos oscilantes y de desbordamiento. La Figura 2. 15 muestra a mayor detalle las diferentes opciones que hay actualmente desarrolladas. Complementariamente, en las Figura 2. 16 a Figura 2. 18 se puede observar diseños de dispositivos que han sido implementados exitosamente.

Figura 2. 15: Clasificación de técnicas de generación de energía olamotriz



Referencia: Energía de Olas: Resumen Tecnológico, IRENA, 2014.

Figura 2. 16: Convertidores de energía olamotriz por desbordamiento

Referencia: Energía de Olas: Resumen Tecnológico, IRENA, 2014.

Figura 2. 17: Convertidores de energía olamotriz con cuerpos oscilantes

Referencia: Energía de Olas: Resumen Tecnológico, IRENA, 2014.

Figura 2. 18: Convertidores de energía olamotriz con columnas de agua oscilantes

Referencia: Energía de Olas: Resumen Tecnológico, IRENA, 2014.

Mareomotriz

Las mareas son producto de las interacciones gravitacionales del sol y la luna con la Tierra; centrales aprovechan la energía cinética (corrientes de la pleamar y bajamar) y potencial (diferencia de altura entre la pleamar y bajamar) de las masas de agua al implementar turbinas de bulbo similares a las utilizadas en centrales hidroeléctricas instaladas en presas.

La generación de energía con este recurso es posible con las siguientes alternativas:

1. Generación unidireccional en la bajamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen abiertas para llenar el reservorio y mantenerlo en su nivel más alto. Cuando inicia la bajamar, el agua del mar desciende del reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.
2. Generación unidireccional en la pleamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen cerradas para aislar el reservorio y mantenerlo en su nivel más bajo. Cuando inicia la pleamar, el agua del mar asciende al reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.
3. Generación bidireccional: combina los ciclos operativos de los dos primeros escenarios. El ciclo permite generar electricidad por cuatro horas dos veces al día; sin embargo, el sistema requiere de turbinas reversibles, lo cual hace los costos de inversión más elevados en comparación con las dos primeras alternativas.

Figura 2. 19: Central mareomotriz con generación unidireccional en bajamar

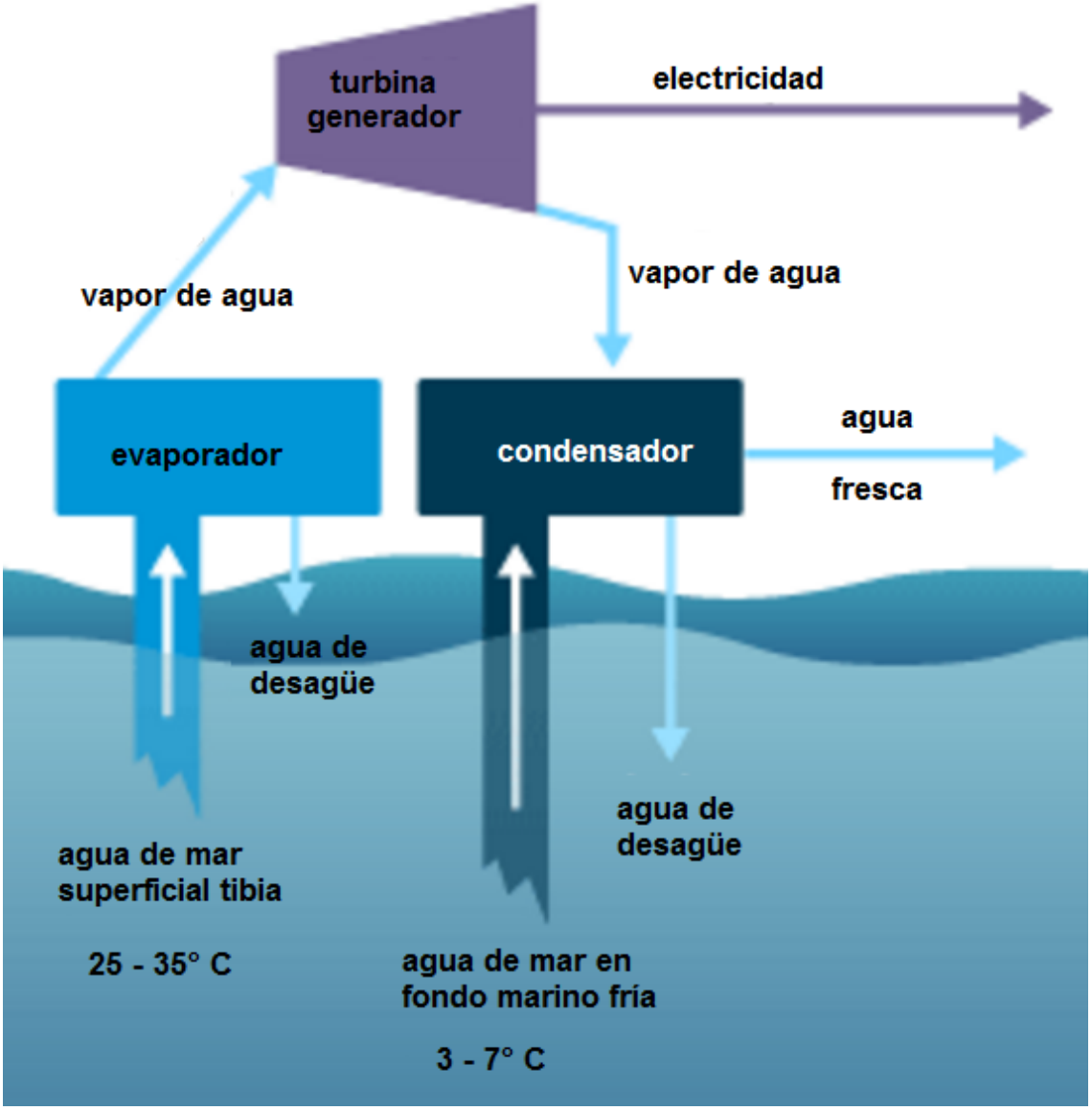
Referencia: Nuevas Tecnologías de Producción y Transmisión de Energía, 2017.

Maremotérmica

En contraste con las tecnologías olamotriz y mareomotriz que aprovechan la energía cinética y potencial de las olas y mareas, la generación maremotérmica es un tipo de conversión energética mediante un ciclo termodinámico basado en la diferencia de temperatura que hay entre las aguas tibias superficiales y las aguas frías del fondo marino entre 800 y 1000 metros de profundidad. El agua tibia calienta un fluido de trabajo hasta convertirlo en vapor, el cual es eventualmente transportado hacia las turbinas para extraer su energía y finalmente ser enfriado con el agua del fondo marino.

Con estas centrales se pueden llegar a obtener factores de carga de entre 90 y 95%, una de las más altas dentro de las tecnologías de generación existentes; por otra parte, la producción de energía se logra de manera continua y el recurso es ilimitado. No obstante, es necesario recalcar que esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo para niveles comerciales, por lo que hace de esta una tecnología muy costosa. Igualmente, los costos se elevan aún más por el hecho de requerir tuberías y sistemas de bombas más resistentes a la corrosión.

Figura 2. 20: Ciclo operativo de una central maremotérmica



Referencia: Administración de Información Energética – Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Osmótica

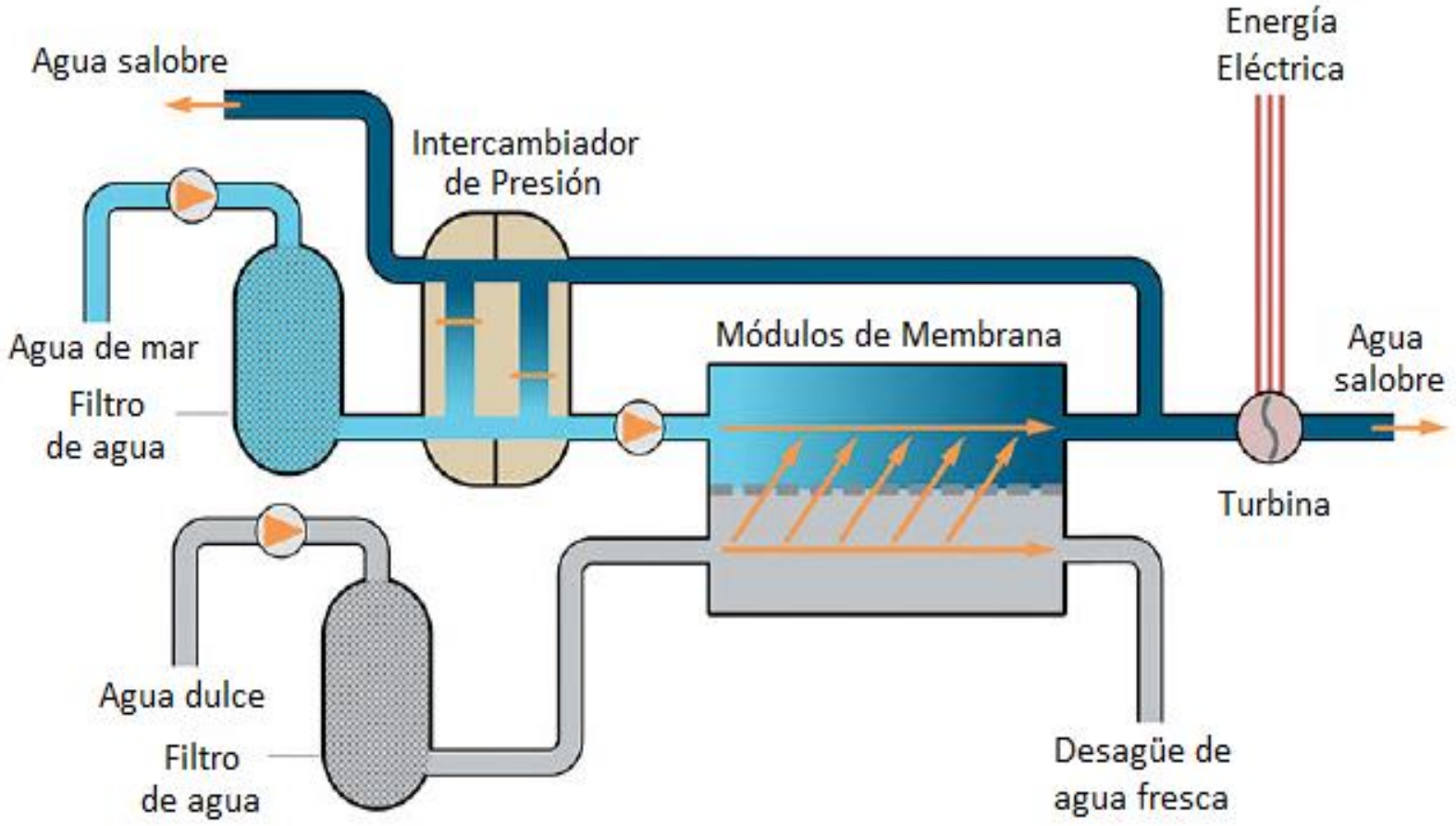
También conocida como energía de gradiente de salinidad y energía azul. Se basa en la diferencia de concentración de salinidad que hay entre dos cuerpos de agua, usualmente agua salada del mar y agua dulce de ríos que desembocan al mar. En la actualidad existen dos maneras de obtener energía eléctrica mediante esta tecnología: mediante ósmosis por presión retardada y la electrodiálisis invertida.

En la ósmosis por presión retardada, una membrana delgada separa los reservorios de agua dulce y agua salada. El agua dulce fluye a través de la membrana semipermeable hacia el reservorio de agua salada, provocando un aumento en la presión del reservorio. Cuando la presión acumulada en dicho reservorio es considerable se hace pasar por una turbina el cual realiza la conversión de energía eléctrica.

La técnica de electrodiálisis invertida utiliza un principio físico diferente a la ósmosis por presión retardada para producir electricidad: crea una diferencia de potencial mediante el transporte de iones de sal por un grupo de membranas. Las membranas selectivamente permeables están en un arreglo de tal manera en que se produce un intercambio alternado de cationes y aniones. Asimismo, entre las membranas se encuentran compartimientos que almacenan alternadamente agua dulce y agua salada, garantizando así el gradiente de salinidad.

A pesar de ser una tecnología muy innovadora, aún se requiere de mucha inversión en investigación y desarrollo para ser competitiva comercialmente con otras fuentes renovables. Los principales retos aunados a esta tecnología son el mejoramiento del diseño y calidad de las membranas para tener alta durabilidad en los procesos de conversión energética, así también como el desarrollo de los módulos que contienen las membranas, y el pretratamiento del agua.

Figura 2. 21: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida

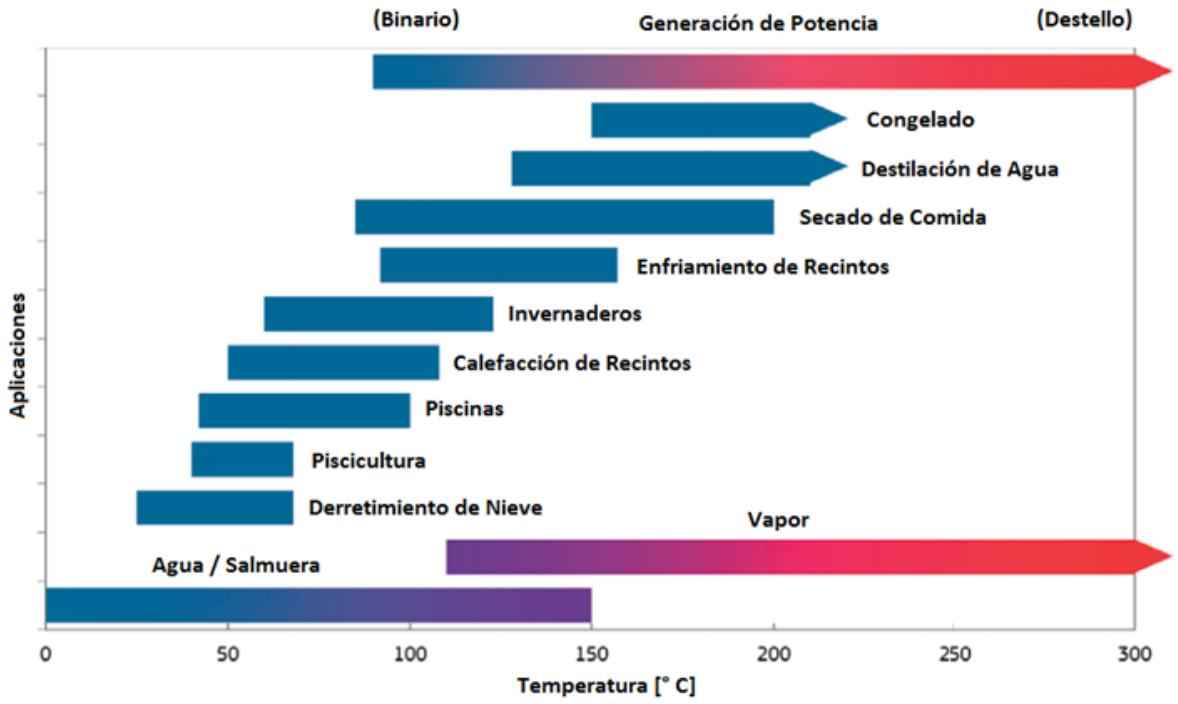


Referencia: Instituto Mundial de Captura y Almacenamiento de Carbono.

Geotérmica

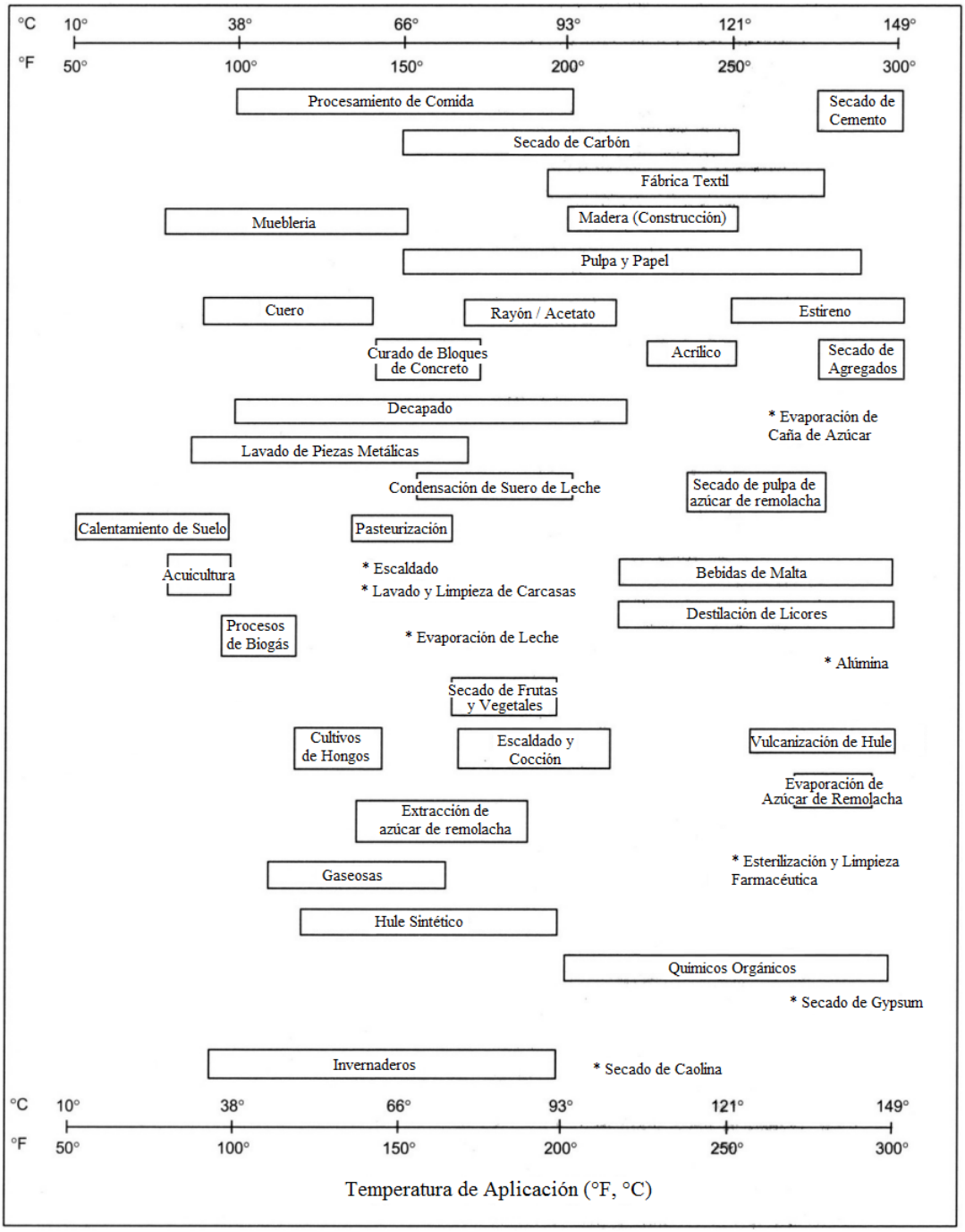
Las centrales geotérmicas aprovechan el potencial energético de algún fluido de trabajo proveniente de reservorios encontrados bajo tierra para el uso indirecto de producción de energía eléctrica y/o uso directo. El uso directo no involucra conversiones de energía térmica a eléctrica, por consiguiente, ésta es utilizada para calefacción y/o enfriamiento de recintos, procesos industriales y agrícolas. En las Figura 2. 22 y Figura 2. 23 pueden observarse algunas de las aplicaciones más comunes para el cual el potencial geotérmico es aplicado y su rango de temperatura.

Figura 2. 22: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones



Referencia: Reporte del Estado de Energía Geotérmica del Centro Común de Investigación 2014, Comisión Europea, 2015.

Figura 2. 23: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas



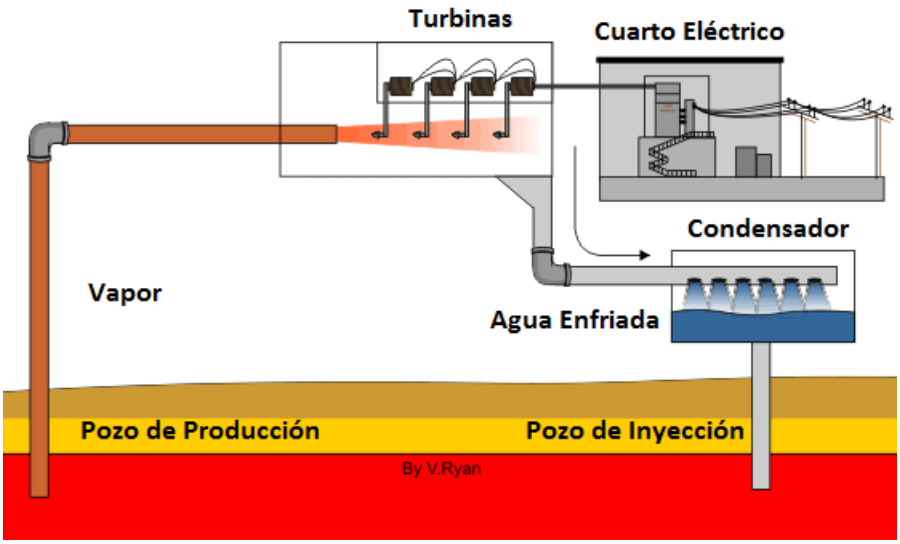
Referencia: Usos directos de los Recursos Geotérmicos, Universidad las Naciones Unidas – Programa de Entrenamiento Geotérmico, 2014**.**

Actualmente existen tres tipos de configuraciones de centrales geotérmicas, y la selección de éstas depende del estado del fluido de trabajo (vapor o agua) y sus temperaturas. En las siguientes secciones se explican cada una de las configuraciones con mayor detalle.

Vapor Seco

Es una de las configuraciones convencionales más antiguas, siendo la primera construida en el año 1904. Bajo este diseño, agua en fase de vapor sobrecalentado y de temperaturas superiores a 150°C es extraído desde los reservorios y es utilizado para impulsar las turbinas y producir energía eléctrica. Una porción del vapor es posteriormente condensado y reingresado al reservorio con la finalidad de reutilizarlo en el ciclo, mientras que la otra porción del vapor es evacuada hacia el ambiente. En la Figura 2. 24 se presenta una configuración típica de una central geotérmica que opera con vapor seco. Centrales de generación geotérmica con este esquema tienen costos de inversión relativamente bajos en comparación con los demás esquemas; adicionalmente, son altamente eficientes, llegando a valores de entre 50% y 70%. La principal restricción para implementar esta tecnología es encontrar reservorios con buen potencial de vapor. Otros aspectos que deben tomarse en cuenta con estas centrales son las concentraciones de gases no condensables en el vapor que sean expulsados al ambiente, la alta corrosividad que puede afectar los elementos de la central.

Figura 2. 24: Central geotérmica accionada por vapor seco

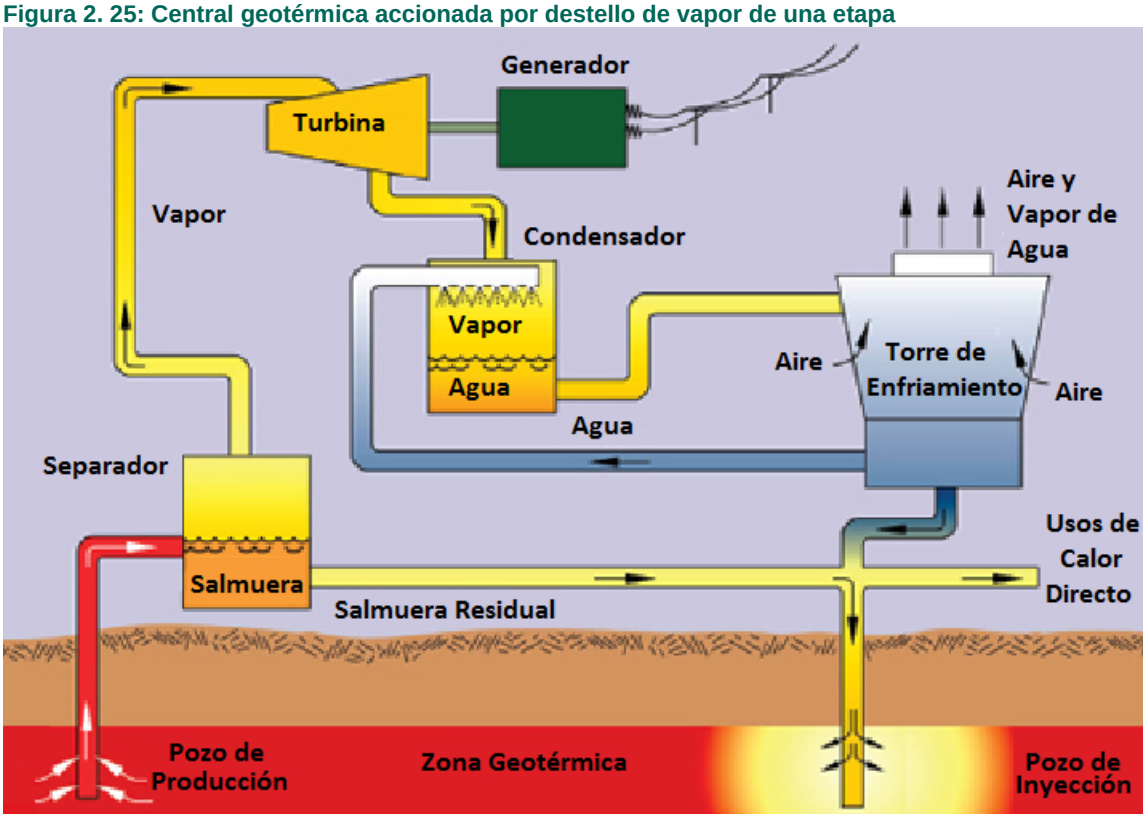


Referencia: Internet.

Vapor por Destello

Una de las configuraciones convencionales más utilizadas para la producción de energía eléctrica. A diferencia de las centrales geotérmicas de vapor seco, éstas utilizan agua en fase líquida con temperaturas mayores a 200°C y altas presiones de operación. Siguiendo el esquema de referencia de la Figura 2. 25, el agua es bombeada y transportada a un tanque en donde la presión del fluido es reducida drásticamente, lo cual provoca el repentino cambio de fase de líquido a vapor (de ahí el nombre de destello o flasheo de vapor). La parte del agua convertida a vapor sigue el mismo recorrido que en la configuración de una central de vapor seco; la parte del agua que se mantuvo en fase líquida se combina con el condensado del vapor usado en las turbinas para ya sea ser reinyectado al reservorio, para un segundo tanque para producir vapor por destello nuevamente y generar más electricidad, o algún uso directo de calor. Eficiencias energéticas globales son función de las veces que el fluido es destellado y si éste es utilizado para otros procesos aparte de el de la producción de generación eléctrica: si se destella una vez, eficiencias se encuentran entre 30% y 35%; si se destellan dos veces, 35% y 45%. Si se agregan intercambiadores de calor para el proceso de producción de agua caliente, la eficiencia global es incrementada gradualmente. Centrales geotérmicas de vapor por destello sencillo requieren de un bajo costo de inversión, pero para poder ser competitivas deben disponer de un recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 200°C; por otra parte, centrales con destello doble demandan mayor costo de inversión y para ser competitivas deben contar con el recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 240°C. Independientemente de la cantidad de veces que sea destellado el vapor, los costos de operación y mantenimiento aumentan considerablemente si el recurso tiene una alta concentración de minerales.

Figura 2. 25: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa



Referencia: Potencial de Sismicidad Inducida en Tecnologías Energéticas, 2013.

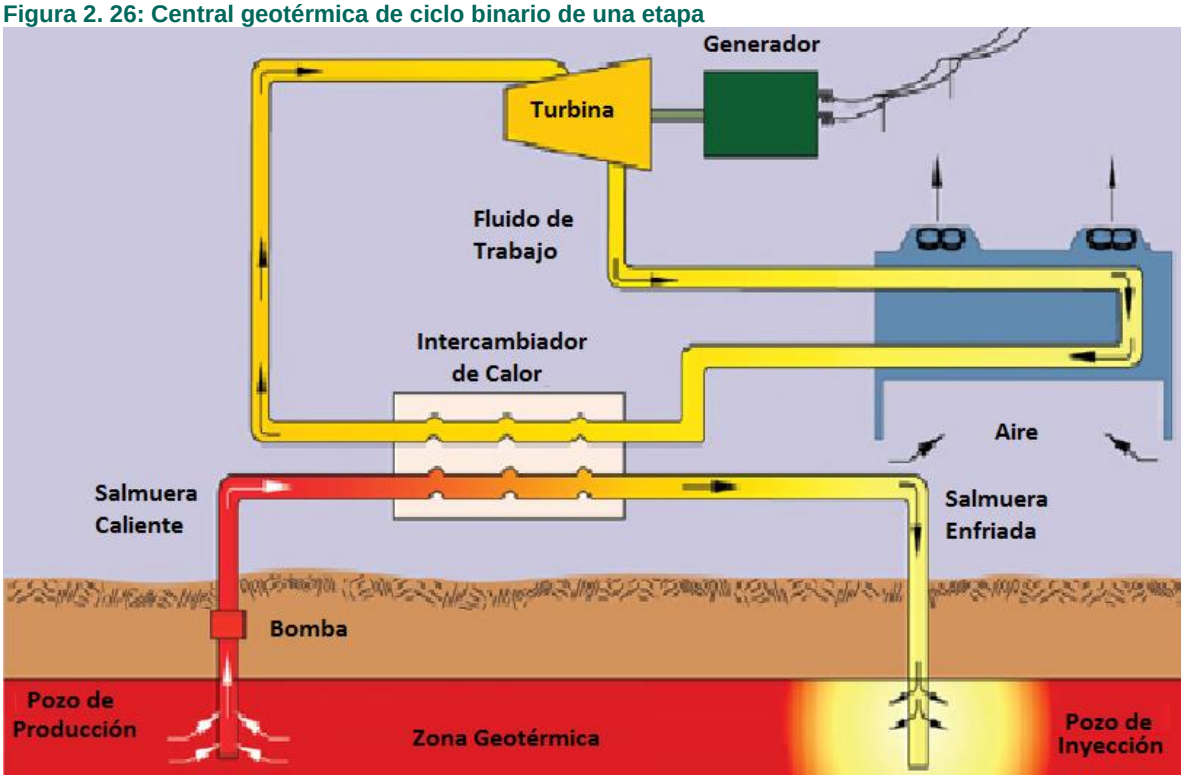
Ciclo Binario

Es la configuración más reciente e innovadora dentro del grupo y se espera que futuras instalaciones de centrales geotérmicas adopten este arreglo ya que operan con el ciclo Rankine orgánico o el ciclo Kalina. Agua a temperaturas cercanas a 60°C son transportadas a un intercambiador de calor en donde se transfiere su energía a un fluido de trabajo secundario con una temperatura de ebullición muy inferior que la del agua, causando que éste cambie de fase líquida a vapor e sea el que impulse las turbinas. La Figura 2. 26 permite visualizar mejor el principio de funcionamiento del ciclo. En comparación con las tecnologías mencionadas previamente, éste es un ciclo cerrado, lo cual significa que los fluidos primarios y secundarios no se mezclan durante el proceso y esto conlleva a una disminución en las evacuaciones de vapor y gases nocivos al ambiente virtualmente nulas. Adicionalmente, no se requiere que las temperaturas del agua proveniente del reservorio sean tan elevadas. Una gran desventaja de este ciclo de operación es que la eficiencia del sistema es ligeramente inferior a las demás técnicas. Por ejemplo:

- Usando el ciclo Rankine Orgánico se pueden alcanzar eficiencias entre 25% y 45%.
- Con el ciclo Kalina pueden obtenerse eficiencias entre el 30% y 65%.

Los costos de operación y mantenimiento para una central de ciclo Rankine Orgánico son muy elevados debido a que el recurso contiene una mayor concentración de salinidad que puede afectar los elementos de la planta. En contraparte, los costos de inversión y la complejidad tecnológica son muy elevados para centrales que utilizan el ciclo Kalina debido a que este esquema es relativamente nuevo. La reducción de los costos de inversión para centrales con el ciclo Kalina la harán más competitiva contra la del ciclo Rankine Orgánico solamente cuando haya se efectúen más estudios de diseño y desarrollo.

Figura 2. 26: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa



Referencia: Potencial de Sismicidad Inducida en Tecnologías Energéticas, 2013.

Las centrales geotérmicas superan a las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables (combustibles fósiles) en los siguientes aspectos:

- Cuentan con recurso energético confiable, abundante y renovable puesto que el agua puede ser reingresada al reservorio para producir más vapor.
- Reducción en espacio físico de la central generadora ya que no se requiere de un depósito para el almacenamiento del combustible.
- Sus costos efectivos son más baratos ya que no dependen de las variaciones de los precios del combustible.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero son menores.

A pesar de las ventajas descritas anteriormente, la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología lleva integrado intrínsecamente las siguientes desventajas:

- La producción de energía puede verse limitada por el agotamiento del recurso hídrico en los reservorios.
- Los respiraderos naturales no son accesibles en su totalidad y solamente lo están en ubicaciones selectas. Por otra parte, los respiraderos artificiales son muy lejanos y muy profundos en la tierra para ser lo suficientemente efectivos.

Almacenamiento de Energía Eléctrica

Las tecnologías de producción de energía renovables no convencionales dependen de la disponibilidad momentánea del recurso, por lo que son consideradas como fuentes intermitentes. Con la finalidad de mitigar tal variabilidad, se recurren a los sistemas de acumulación de energía, los cuales permiten almacenar la energía en el momento en que se tiene disponible y posteriormente utilizarla cuando sea necesario. En función de la tecnología de generación de energía eléctrica, se presentan a continuación las diferentes alternativas disponibles de sistemas de acumulación de energía:

1. Sistemas Mecánicos
    a. Hidroeléctricas con centrales de bombeo
    b. Aire comprimido
    c. Volantes de inercia
2. Electroquímicos
    a. Baterías secundarias
    b. Baterías de flujo
3. Químicos
    a. Hidrógeno
    b. Gas natural sintético
4. Eléctricos
    a. Capacitores de doble capa
    b. Bobina magnética superconductora
5. Térmicos
    a. Calor sensible
    b. Calor latente
    c. Absorción y adsorción electroquímica

Impactos Ambientales

Cada tecnología de generación de energía eléctrica tiene sus ventajas y desventajas operativas, innovación, costos, riesgos e impactos ambientales. Dentro de esos impactos ambientales pueden mencionarse los siguientes:

1. Impactos locales:
    - Explotación de los suelos: el explotar el recurso
    - Agotamiento progresivo de los recursos de origen fósil no renovables.
    - Generación de residuos sólidos.
    - Contaminación del aire
    - Contaminación del suelo y del agua
    - Contaminación visual
    - Contaminación auditiva
2. Impactos globales:
    - Contribución al cambio climático
    - Reducción drástica de la capa de ozono
    - Incremento en la formación de lluvias ácidas
    - Pérdida de los ecosistemas y biodiversidad

Un análisis de ciclo de vida es una herramienta muy útil al momento de determinar los impactos ambientales asociados la producción de energía eléctrica, independientemente del tipo de tecnología. Análisis de ciclo de vida toman en consideración sistemáticamente los procesos requeridos y productos finales para la generación de electricidad, los cuales incluyen la obtención, procesamiento, transporte, almacenamiento y suministro de las materias primas, seguido por la producción y consumo de energía a través de las materias primas, y finalmente la gestión de las emisiones de los residuos. La Figura 2. 27 es una representación visual del ciclo de vida general para cualquier fuente de generación.

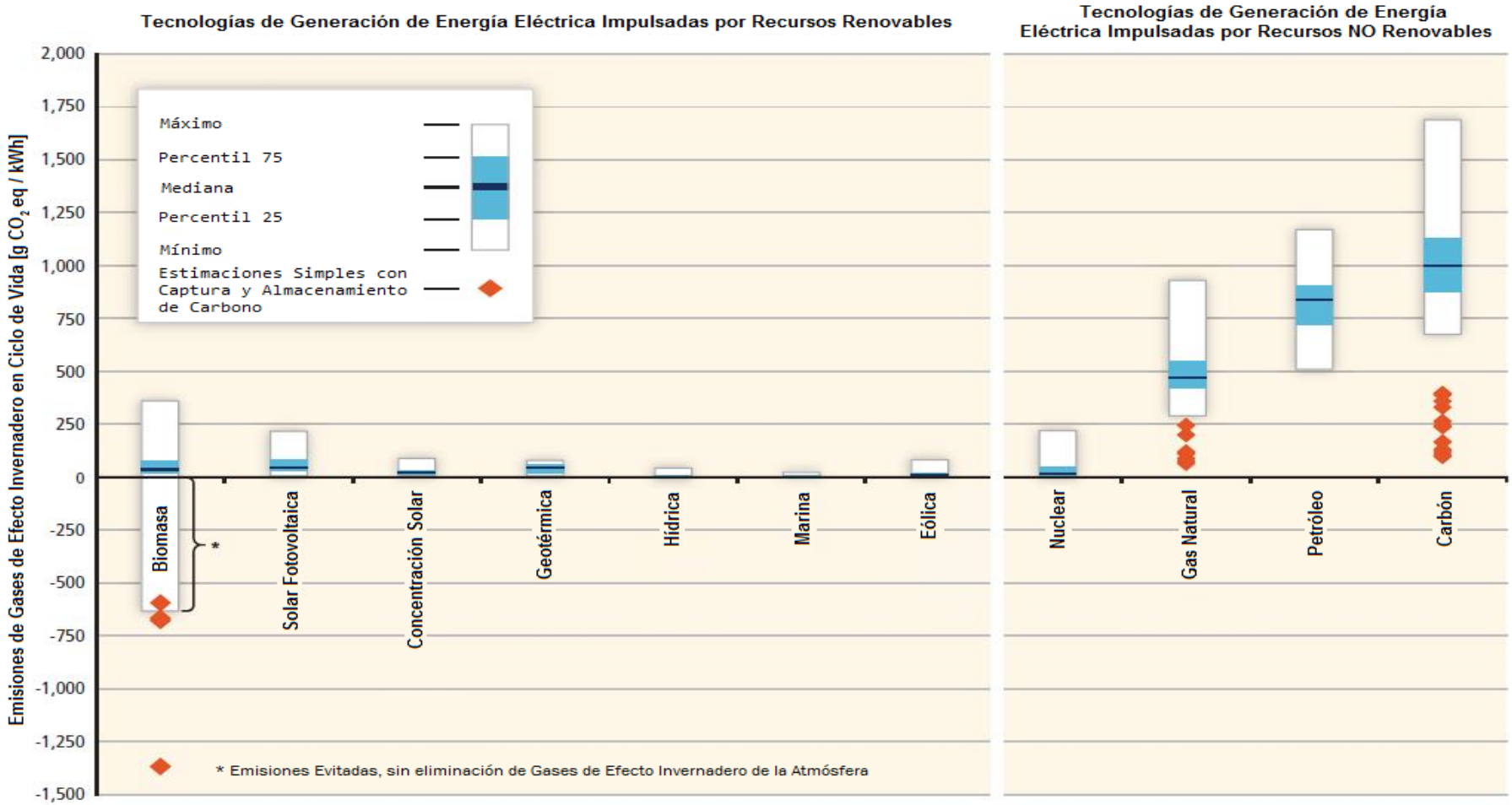
Figura 2. 27: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético

Referencia: Laboratorio Nacional de Energía Renovable.

Basados en los análisis del ciclo de vida presentado en la Figura 2. 28, las tecnologías más responsables por impactos negativos al ambiente son aquellas dependientes de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo; seguidamente por las centrales que operan con gas natural y por las centrales nucleares por sus nocivos residuos de índole radiactiva. Por otra parte, tecnologías de generación con recursos renovables presentan huellas de carbono muy bajas.

A pesar de que estas tecnologías renovables no liberan emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente como lo hacen las termoeléctricas convencionales, las principales fuentes de huellas de carbono surgen de los procesos de extracción de la materia prima y manufactura de los materiales de construcción. Dentro de los elementos de construcción que contribuyen a las huellas de carbono pueden mencionarse: las aspas de las turbinas de viento para los parques eólicos, los paneles de silicio cristalino para los parques solares fotovoltaicos y los espejos reflectores en centrales de concentración solar.

Figura 2. 28: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación



Referencia: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2011.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Información Básica, Criterios y Parámetros

3

Capítulo 3
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

Pronósticos de Demanda

El Plan Indicativo de Generación 2017 – 2031, utilizó el crecimiento de la demanda analizada en el Tomo I: Estudios Básicos 2017, primera parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 5.5, 5.9, y 6.1 % a corto plazo (2017-2020), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2021-2031) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.4 y 5.7 % de crecimiento anual sostenido.

Para todo el período de análisis, 2017-2031, los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 5.5, 5.6 y 5.8%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 3 y 4 décimas de por ciento, que se perciben no solo en el corto plazo, es consecuente con las leves diferencias en los principales supuestos que subyacen en los escenarios de pronósticos de la energía eléctrica, dentro de un marco general de factores positivos, que permanecen insertos en los escenarios económicos analizados. Dichos escenarios presentan alternativas de desarrollo de la economía, realista y viable, que en las condiciones actuales no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí, que a su vez puedan desarrollar demandas eléctricas muy disparejas entre sí.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo se encuentran en las premisas tomadas para dichos años, especialmente, aquellas relacionadas con las expectativas favorables; resultantes de las operaciones ampliadas del Canal de Panamá, convergentes con nuevas operaciones aeroportuarias, que se traducen en el perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio comercial global, regional y local. Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de electricidad.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 5.2 y 5.5% a corto plazo (2017-2020) y entre 5.13, 5.18 y 5.22 % a largo plazo (2021-2031) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2017-2031), los resultados esperados, se encuentran respectivamente en 5.16 y 5.33%.

Es conveniente destacar que, para el periodo de Corto Plazo, los parámetros de generación y potencia de los tres escenarios alternativos se mantienen en magnitud con una leve declinación con respecto a los estimados presentados anteriormente en los PESIN's, especialmente en los informes de los años 2011-2025 al 2015-2029. Esta leve disminución, 1 a 2 décimas de por ciento, refleja elementos de índole interna y aspectos derivados del reajuste del comercio y de la economía mundial.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años anteriores, son consecuentes con recientes expectativas económicas más realistas, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles Por lo cual, los plazos de culminación de algunos proyectos anteriormente planteados se alargan en el tiempo, o son postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros vuelven a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá. Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes sean acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 5 a 6%, que se reflejen en los pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica a un nivel de 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento global y de la región latinoamericana, que se han estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos y Europa Occidental y por consiguiente su demanda internacional de bienes. A la presente debilidad de las economías emergentes como Brasil, Rusia y al renfoque hacia su mercado doméstico de economías como India y China ante la fuerte declinación del comercio mundial de bienes manufacturados. Esta declinación y caída de la demanda de materias primas y/o en la práctica, la paralización del comercio mundial, con sus efectos derivados en las actividades motores de la economía panameña.

En la Tabla 3. 1 se muestra el resumen de los escenarios medio o Moderado, alto u Optimista y bajo o Pesimista de la proyecciones previstas para el periodo 2017 - 2031.

Tabla 3. 1: Pronóstico de Demanda.

	AÑO	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
		Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
		GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
Proyección de Demanda 2017 - 2031	2011	7722.50	5.93	1286.46	5.38	7722.50	5.93	1286.46	5.38	7722.50	5.93	1286.46	5.38
	2012	8359.80	8.25	1386.27	7.76	8359.80	8.25	1386.27	7.76	8359.80	8.25	1386.27	7.76
	2013	8722.10	4.33	1443.94	4.16	8722.10	4.33	1443.94	4.16	8722.10	4.33	1443.94	4.16
	2014	9150.50	4.91	1503.46	4.12	9150.50	4.91	1503.46	4.12	9150.50	4.91	1503.46	4.12
	2015	9939.00	8.62	1612.00	7.22	9939.00	8.62	1612.00	7.22	9939.00	8.62	1612.00	7.22
	2016	10205.35	2.68	1618.00	0.37	10205.35	2.68	1618.00	0.37	10205.35	2.68	1618.00	0.37
	2017	10744.43	5.28	1691.77	4.56	10759.10	5.43	1694.08	4.70	10844.40	6.26	1695.81	4.81
	2018	11378.80	5.90	1791.65	5.90	11435.95	6.29	1800.65	6.29	11482.50	5.88	1795.60	5.88
	2019	11911.82	4.68	1870.34	4.39	12138.62	6.14	1905.29	5.81	12265.06	6.82	1910.01	6.37
	2020	12707.92	6.68	1989.75	6.38	12868.86	6.02	2013.56	5.68	12963.23	5.69	2010.36	5.25
	2021	13384.29	5.32	2089.79	5.03	13597.96	5.67	2120.96	5.33	13783.24	6.33	2128.65	5.88
	2022	14131.19	5.58	2200.24	5.29	14314.92	5.27	2225.77	4.94	14572.97	5.73	2241.27	5.29
	2023	14805.93	4.77	2298.85	4.48	15121.29	5.63	2343.77	5.30	15497.78	6.35	2373.61	5.90
	2024	15704.58	6.07	2431.56	5.77	15976.99	5.66	2468.62	5.33	16403.22	5.84	2501.86	5.40
	2025	16523.31	5.21	2551.16	4.92	16856.19	5.50	2596.28	5.17	17327.11	5.63	2631.80	5.19
	2026	17435.68	5.52	2684.50	5.23	17771.58	5.43	2728.68	5.10	18291.21	5.56	2766.71	5.13
	2027	18379.55	5.41	2821.91	5.12	18743.43	5.47	2868.86	5.14	19442.17	6.29	2928.59	5.85
	2028	19356.13	5.31	2963.53	5.02	19771.63	5.49	3016.72	5.15	20562.42	5.76	3084.48	5.32
	2029	20431.41	5.56	3119.41	5.26	20896.92	5.69	3178.40	5.36	21755.36	5.80	3249.88	5.36
	2030	21563.54	5.54	3283.05	5.25	22082.14	5.67	3348.12	5.34	23014.53	5.79	3423.71	5.35
	2031	22757.33	5.54	3455.11	5.24	23332.23	5.66	3526.55	5.33	24346.61	5.79	3606.83	5.35

Nota: El Modelo incluye Autoconsumo de ACP.

Referencia: ETESA, Tomo I: Estudios Básicos, Plan de Expansión 2017.

Pronósticos de Precios de los Combustibles

Según lo predispuesto en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios y altos, aplicándole la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.

Recientes expectativas del EIA-DOE, se fundamentan en el fortalecimiento de los inventarios de los países de la OECD, consecuente con los bajos precios del crudo, menores a $ 40 /b. en sus pronósticos de corto plazo, años 2016 y 2017, la cual refleja excedentes de producción ante un ambiente de bajo precio y unas expectativas de crecimiento de la demanda reducida. La existencia de altos inventarios de crudo, durante todo el período de pronóstico, retrasan el reequilibrio esperado del

mercado del petróleo, lo cual contribuye a bajar los precios.

Se supone que las nuevas condiciones del mercado, continuaran, por lo que el caso de Referencia, alcanzará en el Largo Plazo, 203 un precio de $ 141/b, una tasa de crecimiento sostenida de 3.8%. Para los escenarios Alto y Bajo precio de los hidrocarburos, se alcanzan precio de $ 252.05 y 75.52 dólares por barril, con tasas anuales para el periodo de pronósticos de 6.2 y 1.21 %, respectivamente.

Las últimas previsiones de precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de $ 34 por barril (b) en 2016 y $ 40 /b en 2017, $ 3 /b y $ 10 /b inferior, respectivamente, a los precios proyectados en AEO215 del 15 abril del 2015. El EIA-DOE espera que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en 2016 y 2017, basado en la suposición de que los dos crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos durante el período de pronóstico, con diferenciales de transporte similares de sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado. [1]

EIA presenta las últimas expectativas sobre el precio de los hidrocarburos para los años 2016 -2017. Se consideran que los bajos precios de crudos se mantienen al igual que la acumulación de inventarios durante el primer semestre del 2015, en el segundo semestre un reimpulso de la demanda debe llevar los precios a un promedio de 67 dólares el barril para el fin del año 2015, lo que resulta en un re-estimado anual del precio promedio de 58 $/barril.[2] Para el año 2017 se considera una mejor dinámica de la economía, disminución de inventarios resultarían en leves incrementos del crudo Brent, alcanzando un precio promedio de 76 $/barril.

La declinación de precios del crudo, en asocio con otros factores pertinentes contribuye a una mayor incertidumbre en los pronósticos, lo que causa una desviación significativa de las proyecciones publicadas por el EIA.

Entre estos factores tenemos que volúmenes de los nuevos crudos que contribuyen a la oferta, utilizan tecnología que dependen para su rentabilidad de precios del crudo más altos, aunado ante la reducida capacidad de repuesta de la oferta ante precios bajos, ya que lo usual es reducir la oferta para obtener mejores precios, a pesar de las indecisiones de los integrantes de la OPEP, de mantener la actual producción del Ente de 30 millones barriles diarios. [3]

La mayor parte de los países productores pertenecientes a la OPEP y productores fuera del cartel

[1] Modificado en Short Term Energy Outlook (STEO), del 9 de mayo del 2017. Aplicable a la nueva versión de AEO2017 de 15 de abril del 2016.

[2] STEO: Short Term Energy Outloook, Análisis de corto plazo de los elementos energéticos del EIA.

[3] Reuniones del mes de febrero, de OPEP con representantes de productores de No-OPEP.

dependen en gran medida en los ingresos del petróleo para financiar sus economías, por lo cual si los precios del crudo siguen cayendo o se mantienen en un nivel inferior, estos países deberán tomar decisiones políticas difíciles, algunas de las cuales podrían llevar a programas de austeridad y recortes a subsidios para combustibles que podrían provocar disturbios sociales, dejando algunos países vulnerables, donde se afectaría la propia infraestructura petrolera. Con lo que nuevas interrupciones de suministro son una posibilidad real, presentando una mayor incertidumbre en la previsión de suministro de petróleo mundial.

ETESA considera que, dada la incertidumbre actual del mercado de crudo, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo le enviaran señales al mercado para la búsqueda del equilibrio hacia "la tendencia alta". La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, aun refleja una noción futura aceptable de los precios de los combustibles. Solo se introducen a las proyecciones del AEO 2014, los parámetros del STEO para los años 2016 y 2017, de 34 y 40 $ por barril, sin alterar totalmente sus anteriores pronósticos publicados.

Para esta versión del Plan se considerarán dos escenarios: uno Por lo cual, especula que la variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil), se considere para el escenario medio o moderado de energía eléctrica. Para el escenario optimista, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de Bajos Precios del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el escenario de Alto Precio del crudo, High Price.

La Secretaría Nacional de Energía propone dos escenarios y define los siguientes criterios para el pronóstico de los precios de combustible para la generación termoeléctrica:

1. **Petróleo crudo:** para ambos escenarios tomar el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE y crear:
   - Un escenario de precios base en torno a los 53,50 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
   - Un escenario de precios altos en torno a los 64,20 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

2. **Gas natural:** para ambos escenarios tomar el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección del "Henry Hub" estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE y crear:
   - Un escenario de precios base en torno a los 3,55 US$/106 BTU,

más 5,75 US$/106 BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 4,26 US$/106 BTU, más 5,75 US$/106 BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

3. **Carbón:** para el carbón de 11600 BTU / 6450 cal/kgr crear:
   - Un escenario de precios base con un precio de 49,89 US$/Ton en el Escenario de Precios Base, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US$/Ton por transporte.
   - Un escenario de precios con un precio de 59,87 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US$/Ton por transporte.

4. **Productos derivados del petróleo:** para ambos escenarios tomar el valor indicado para el Diesel Liviano, Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Gas Licuado de Petróleo (Propano), referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 53,50 y 64,20 US$/barril respectivamente más US$ 6,00/barril por transporte.

   Las Tabla 3. 2 y Tabla 3. 3 presentan la proyección anual promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía para el escenario de precios base y escenario de precios altos definido por la Secretaría Nacional de Energía.

Escenario de Precios Base	
- Crudo Brent publicados por Platts	53,50 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,30 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	53,13 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,03 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59,73 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	60,64 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	64,20 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10,01 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	62,56 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	94,83 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70,48 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	70,62 US$/Ton

Tabla 3. 2: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C B/. / gal	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / gal	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso) B/. / ton	Gas Natural CH4 B/. / m3
2017	1.27	1.91	60.64	0.25
2018	1.48	2.23	61.44	0.26
2019	1.81	2.55	62.56	0.27
2020	2.00	2.79	64.29	0.28
2021	2.15	2.97	64.98	0.28
2022	2.27	3.11	66.24	0.28
2023	2.33	3.19	67.27	0.29
2024	2.35	3.22	67.80	0.30
2025	2.33	3.18	67.85	0.30
2026	2.38	3.20	68.06	0.31
2027	2.40	3.24	68.05	0.32
2028	2.44	3.29	68.02	0.32
2029	2.46	3.33	67.85	0.33
2030	2.46	3.33	67.72	0.33
2031	2.49	3.37	68.00	0.33

Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá ***/*** "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Enero. 2017)

Tabla 3. 3: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C B/. / gal	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / gal	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso) B/. / ton	Gas Natural CH4 B/. / m3
2017	1.49	2.26	70.62	0.27
2018	1.75	2.65	71.58	0.28
2019	2.14	3.03	72.92	0.29
2020	2.38	3.32	75.00	0.30
2021	2.56	3.53	75.83	0.30
2022	2.70	3.70	77.34	0.31
2023	2.77	3.79	78.58	0.32
2024	2.79	3.84	79.21	0.32
2025	2.77	3.78	79.28	0.33
2026	2.82	3.81	79.52	0.34
2027	2.85	3.86	79.51	0.35
2028	2.90	3.92	79.48	0.35
2029	2.92	3.96	79.28	0.36
2030	2.93	3.97	79.12	0.37
2031	2.96	4.01	79.45	0.36

Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá ***/*** "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Enero. 2017)

Tabla 3. 4: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C B/. / MMBTU	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / MMBTU	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso) B/. / MMBTU	Gas Natural CH4 B/. / MMBTU
2017	8.27	13.76	2.53	9.30
2018	9.67	16.11	2.56	9.59
2019	11.80	18.38	2.61	9.80
2020	13.09	20.14	2.68	10.12
2021	14.08	21.43	2.71	10.25
2022	14.87	22.45	2.76	10.41
2023	15.21	23.01	2.80	10.62
2024	15.35	23.28	2.82	10.83
2025	15.24	22.92	2.83	11.08
2026	15.54	23.08	2.84	11.36
2027	15.69	23.39	2.84	11.56
2028	15.93	23.75	2.83	11.64
2029	16.05	24.02	2.83	11.95
2030	16.09	24.05	2.82	12.11
2031	16.30	24.30	2.83	12.00

Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá ***/*** "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Enero. 2017)

Tabla 3. 5: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C B/. / MMBTU	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / MMBTU	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso) B/. / MMBTU	Gas Natural CH4 B/. / MMBTU
2017	9.74	16.30	2.94	10.01
2018	11.42	19.12	2.98	10.36
2019	13.98	21.85	3.04	10.61
2020	15.52	23.95	3.13	11.00
2021	16.71	25.51	3.16	11.15
2022	17.66	26.74	3.22	11.35
2023	18.07	27.40	3.27	11.60
2024	18.23	27.73	3.30	11.84
2025	18.11	27.30	3.30	12.15
2026	18.46	27.49	3.31	12.48
2027	18.65	27.86	3.31	12.72
2028	18.93	28.29	3.31	12.81
2029	19.08	28.61	3.30	13.19
2030	19.12	28.65	3.30	13.39
2031	19.37	28.95	3.31	13.25

Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá ***/*** "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Enero. 2017)

La Tabla 3. 6 muestra el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

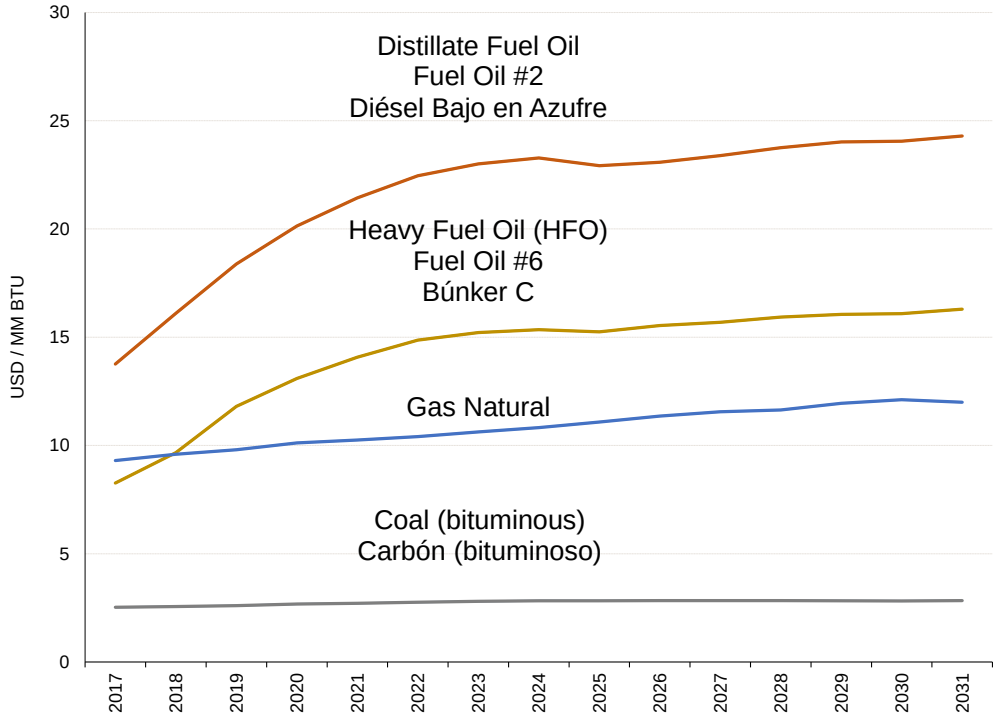
Tabla 3. 6: Poder Calorífico de los Combustibles

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	ltr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminous)	Ton	25,320.00	7,034.40	24,000,000.00	6,048,000.00
Carbón (bituminoso)	lb	12.63	3.51	11,970.07	3,016.46
Gas Natural	m^3	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH_4	ft^3	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

Referencia: "Energy Information Administration´s – US Department of Energy"

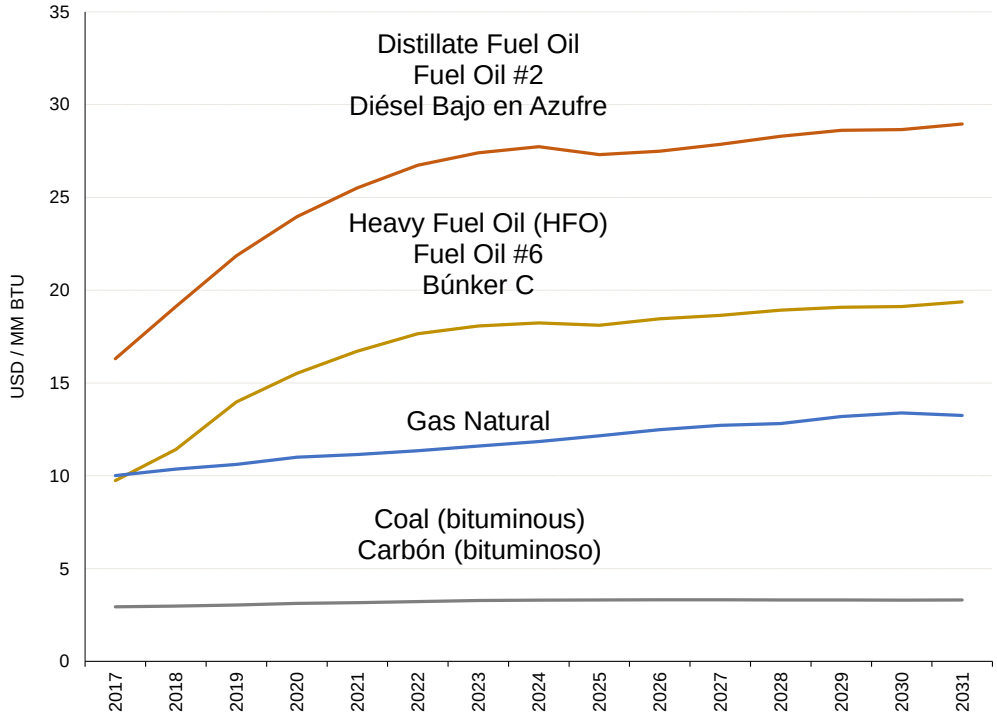
En el Gráfico 3. 1 y Gráfico 3. 2 se muestra la comparación de los combustibles utilizados en este estudio.

Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base



Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá ***/*** "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Enero. 2017)

Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos



Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá ***/*** "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Enero. 2017)

Criterios y Parámetros

El presente estudio parte de la base de la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Criterio de Mínimo Costo

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo.[4] Tomando en cuenta el costo de inversión, operación y mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

Criterio de Confiabilidad

Energía:

- Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y
- No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia:

- El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2017-2031 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 8.35%. [5]

Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 $/MWh, que corresponde al CENS.

Parámetros Técnicos y Económicos

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

Criterios Económicos

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas se asume en 50 años. Se usará como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas hidroeléctricas valores que varían entre 5 $/kW-año y 220 $/kW-año dependiendo de la capacidad de la misma.

[4] De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

[5] Informe de Confiabilidad 2017 - septiembre 2016 - Centro Nacional de Despacho de Panamá, aprobado mediante la Resolución AN No. 10619-Elec del 01 de noviembre de 2016.

Sistema de Generación Existente

4

Capítulo 4
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de mayo de 2017, es de 3215 MW, presentando en comparación la demanda máxima de 1657 MW (no incluye autoconsumo de ACP) para el día 28 de abril de 2017. Se puede observar en la Tabla 4. 1.

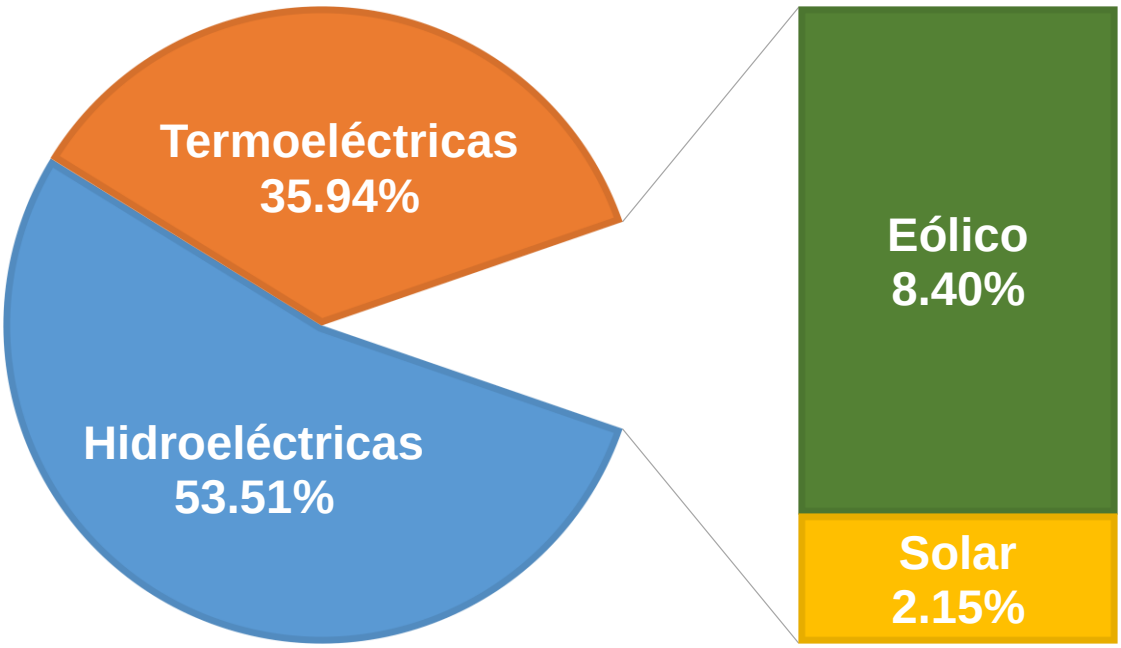
Tabla 4. 1: Matriz Energética a mayo de 2017

Recurso	Tecnologia	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1160.35	631.36
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	449.61
Termoeléctricas	Motor de Media Velocidad	630.75	612.30
	Motor de Baja Velocidad	81.61	76.94
	Turbina de Gas	227.00	223.52
	Turbina de Vapor	216.15	153.85
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	270.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	69.01	0.00
	Σ	**3215**	**2147.58**

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

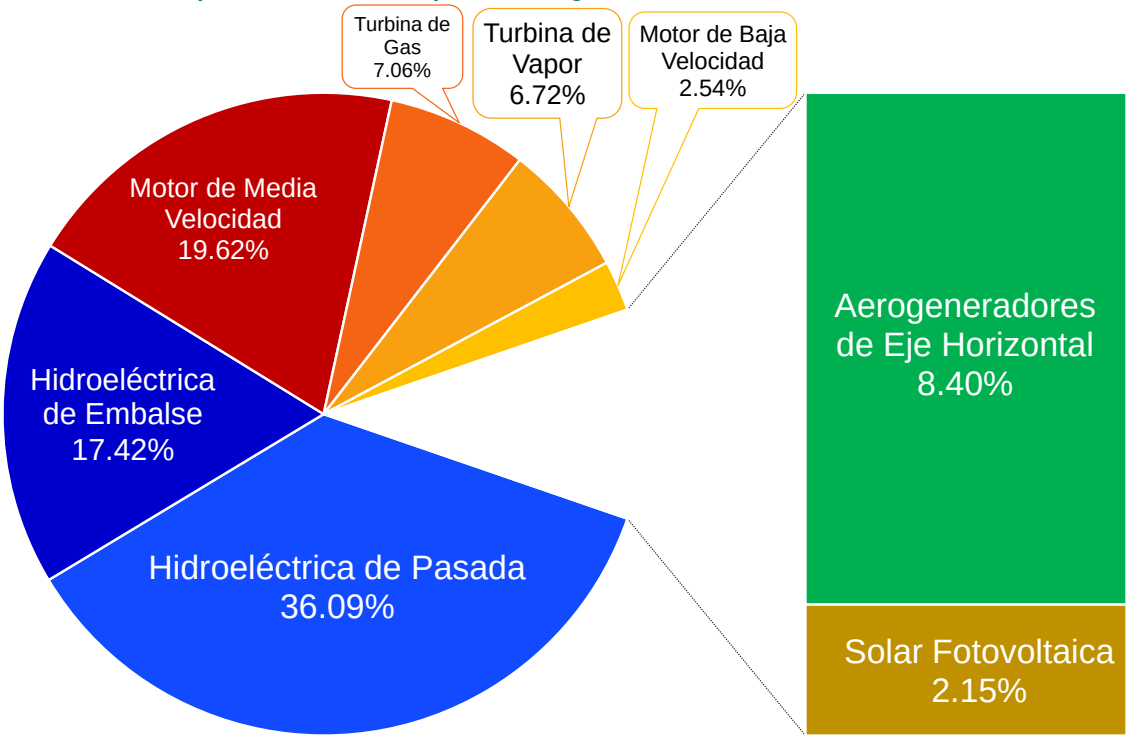
El sistema presenta una instalación de 1720.35 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1155.51 MW a centrales termoeléctricas y 270.00 MW a parques eólicos y 69.01 MW solares fotovoltaicas. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 53.51% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico, el 35.94% corresponde al sector termoeléctrico, 8.40% al eólico y 2.15% al sector solar (Gráfico 4. 1). Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación



Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

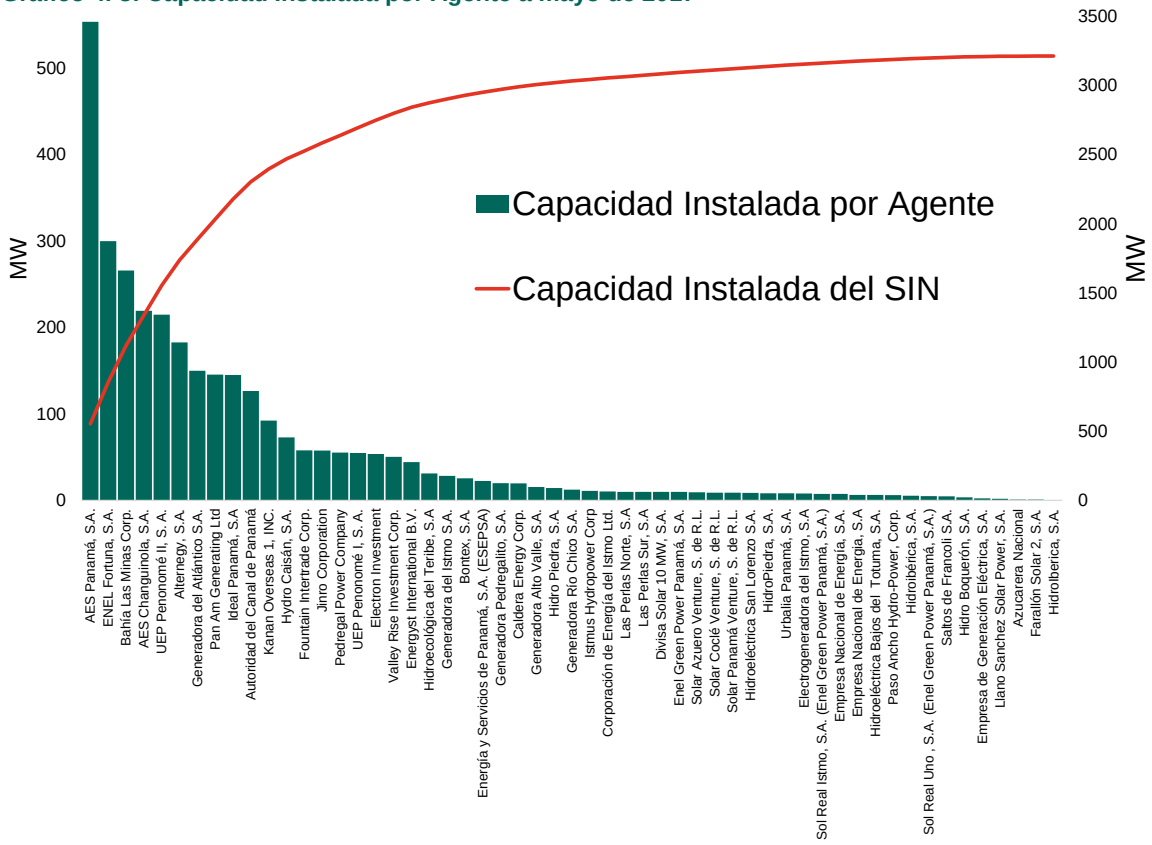
En el Gráfico 4. 2 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a mayo de 2017

Agente Generador	Capacidad Instalada (MW)	Participación %
AES Changuinola, S.A.	219.38	6.82
AES Panamá, S.A.	553.96	17.23
Alternegy, S.A.	182.80	5.69
Autoridad del Canal de Panamá	126.61	3.94
Azucarera Nacional	0.96	0.03
Bahía Las Minas Corp.	266.15	8.28
Bontex, S.A.	25.60	0.80
Caldera Energy Corp.	19.76	0.61
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	10.35	0.32
Divisa Solar 10 MW, S.A.	9.90	0.31
Electrogeneradora del Istmo, S.A	8.00	0.25
Electron Investment	53.73	1.67
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	2.40	0.07
Empresa Nacional de Energia, S.A	6.33	0.20
Empresa Nacional de Energía, S.A.	7.54	0.23
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	9.33
Enel Green Power Panamá, S.A.	9.87	0.31
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	22.49	0.70
Energyst International B.V.	44.25	1.38
Farallón Solar 2, S.A.	0.96	0.03
Fountain Intertrade Corp.	57.90	1.80
Generadora Alto Valle, S.A.	15.49	0.48
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	4.67
Generadora del Istmo S.A.	28.48	0.89
Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	0.62
Generadora Río Chico S.A.	12.57	0.39
Hidro Boquerón, S.A.	3.50	0.11
Hidro Piedra, S.A.	14.30	0.44
Hidroecológica del Teribe, S.A	31.30	0.97
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	6.30	0.20
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	0.27
Hidrolberica, S.A.	0.48	0.01
Hidroibérica, S.A.	5.36	0.17
HidroPiedra, S.A.	8.20	0.26
Hydro Caisán, S.A.	72.84	2.27
Ideal Panamá, S.A	145.03	4.51
Istmus Hydropower Corp	11.00	0.34
Jinro Corporation	57.80	1.80
Kanan Overseas 1, INC.	92.30	2.87
Las Perlas Norte, S.A	10.00	0.31
Las Perlas Sur, S.A	10.00	0.31
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	2.00	0.06
Pan Am Generating Ltd	145.50	4.53
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.10	0.19
Pedregal Power Company	55.34	1.72
Saltos de Francoli S.A.	4.75	0.15
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	7.63	0.24
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	4.91	0.15
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	9.52	0.30
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	8.99	0.28
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	8.99	0.28
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	1.71
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	6.69
Urbalia Panamá, S.A.	8.15	0.25
Valley Rise Investment Corp.	50.40	1.57
Σ	**3215**	**100**

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a mayo de 2017



Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Generación Hidroeléctrica

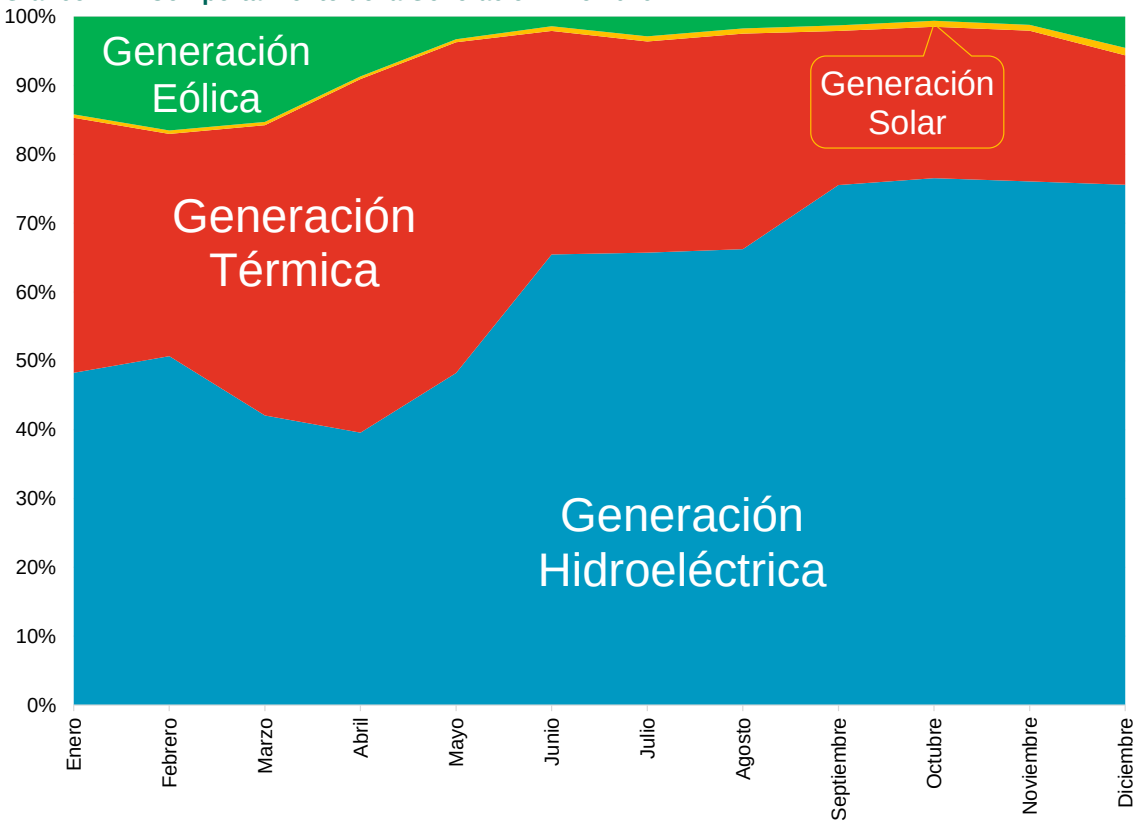
En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 46 centrales hidroeléctricas repartidas en 31 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES PANAMÁ que cuenta con 482 MW equivalentes al 15% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (218.8 MW). Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 11867 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW, Bocas del Toro con 250 MW, Veraguas con 17.4 MW y Coclé con 5.36 MW.

La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados. La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80

kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2016, la generación alcanzó los 176.20 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2016 en promedio, cubrió el 60.9% de la demanda, teniendo en el mes de octubre el máximo aporte del año con 76.5% y abril con el mínimo con un 39.6% (Gráfico 4. 4). El aporte total fue de 6411.88 GWh.

Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2016



Referencia: Generación de Energía -Mwh-2016 / Centro Nacional de Despacho.

La Tabla 4. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en la Tabla 4. 7.

Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	209.6	209.6	971
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	9.776	9.76	75.6
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260	260	577
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120	120	620
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.2	46.3	249
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.76	54.3	304
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	33.78	33.67	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	62.02	62.02	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.6	25.6	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.76	19.76	101
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	8	7.8	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	53.73	53.73	273.3
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.14	5.14	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300	300	1600
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.86	9.86	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3	3.13	3.13	16.1
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	7	6.6	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.496	2.4	11.1
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.49	15.49	60.7
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	20	19.9	94.4
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	12.57	12.52	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	2	3.5	3.44	20.2
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	14.3	14.3	64
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.7	8.26	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	2	5.36	5.36	32
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	72.84	72.84	291.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	85.9	85.9	406.4
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.73	1.7	0
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	56.8	56.8	263.9
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.6	0.6	0
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	11	10	65
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	10	10	65.7
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	10	10	65.7
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	6.1	6.1	37
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	4.752	4.74	24.65
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	3	31.3	30	156
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	1	2.1	2.05	18.4
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.9	27.6	127.48
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.9	27.68	127.48
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.33	6.33	28.96
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.381	18.66	47
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.97	0.79	8.78
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	1	6.3	4.2	33.1
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.2	nd	40.3
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	2	26.59	nd	116.08
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.889	nd	15
			Σ	1720.35	1684.93	7810.46

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Generación Termoeléctrica

La matriz energética hasta mayo del 2017 era completada con plantas termoeléctricas que en su gran mayoría estaban localizadas en la provincia de Colón, aproximadamente con un 67% del Plantel Termoeléctrico. En el año 2015 y principios del año 2016 se incorporaron las Barcazas Estrella de Mar I con 72 MW, Santa Inés con 55 MW y la Estrella del Norte con 37 MW y la Central Jinro con 58 MW. En total la provincia de Colón cuenta con el 24% de la capacidad instalada del país.

El resto de las plantas termoeléctricas se ubican en las provincias de Panamá y Panamá Oeste. Este grupo está conformado por las plantas Pan-Am, Pacora. En la Tabla 4. 4, se muestran las principales características de las plantas termoeléctricas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 7.

Durante el 2015 se retiraron del Sistema Interconectado Nacional, las plantas termoeléctricas de Capira, Chitré, las turbinas de gas, propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA) y los motores de Aggreko International Projects Limited y Soenergy Panamá S. de R.L.

Para finales del año 2016, la empresa Bahía Las Minas Corp. completó el retiro de las unidades BLM G8, J. Brown G5 y G6, turbinas de gas que operaban con Diésel.

En la Tabla 4. 5 se observa el programa del retiro del sistema las siguientes plantas termoeléctricas.

Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87	83.5
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	56.14
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34	33.38
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33	33.22
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33	33.22
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50	48.5
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50	48.5
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Vapor	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50	48.5
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	96	96
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.344	53.55
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	15.48	15.24
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	34.92	34.28
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9	9.7
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18	17.55
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G8	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18	17.06
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.806	38.95
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.806	38.95
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	72	72
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.8	55.08
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55	53.2
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	Motor de Media Velocidad	2	Bunker C (No. 6 fuel oil)	9.8	9.44
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil)	27.5	26.6
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	49.5	48
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	23	Diesel (No. 2 fuel oil)	39.33	39.33
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT PM1360	Motor de Media Velocidad	4	Diesel (No. 2 fuel oil)	4.92	4.92
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad	3	Gas Metano (Lixiviado de residuos sólidos urbanos)	8.151	7.66
				Σ	1155.51	1132.48

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34	julio de 2017
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33	julio de 2017
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33	julio de 2017
				Σ	100	

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Generación Renovable

La diversificación de la matriz energética es uno de los objetivos principales que se tienen en las proyecciones que se tienen como país, ya que no se puede depender tanto de las hidroeléctricas, como en años anteriores, debido a la situación de sequía que cada año se hace más extensa.

A finales del año 2013, la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá, específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 88 aerogeneradores.

De igual forma el desarrollo de la generación proveniente de energía Solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, destacando la entrada en operación de la planta Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. y la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A.

En la Tabla 4. 6, se muestran las plantas renovables existentes.

Tabla 4. 6: Sistema de Generación Renovable Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	21	52.50	147.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	7	17.50	47.25
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22	55.00	135.00
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	13	32.50	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	25	62.50	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	20	50.00	135.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	1	2.40	4.35
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	Solar Fotovoltaica	1	9.87	19.17
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	1	9.90	16.30
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	1	2.00	3.26
Hidroiberica, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.48	0.83
Azucarera Nacional	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.96	1.63
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	1	0.96	1.63
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	1	2.40	3.41
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	Miraflores Coclé	Solar Fotovoltaica	1	8.99	20.15
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	Solar Fotovoltaica	1	9.52	17.82
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	1	8.99	18.67
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	1	4.91	7.81
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol de David	Solar Fotovoltaica	1	7.63	12.20
			Σ	339.01	848.73

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, existen plantas fotovoltaicas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 7.

Pequeñas Centrales y Auto Generadores

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Existen pequeñas centrales generadoras de capacidades menores que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en la Tabla 4. 7.

Tabla 4. 7: Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Hidro Panamá, S.A	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Hidro Panamá, S.A	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Hidro Panamá, S.A	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.54
Arkapal, S.A.	Arkapal	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.68
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.73
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad	1	0.4
			Σ	**7.19**

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Autoridad del Canal de Panamá

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 220.70 MW, de la cual un 27.19% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 72.81% restante a plantas termoeléctricas.

El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

De acuerdo con la carta EAE-2017-31 del 21 de febrero de 2017, las unidades 1, 3 y 4 de la central Miraflores fueron retiradas del SIN. La Tabla 4. 8 detalla las plantas del ACP.

Tabla 4. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	2	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	38.38
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	38.38
Miraflores	11	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)	1.47
Miraflores	12	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)	1.47
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12.00
			Σ	220.70

	Σ	%
Hidroeléctrica	**60.00**	**27.19**
Termoeléctrica	**160.70**	**72.81**

Referencia: Autoridad del Canal de Panamá.

Potencial Energético y Generación Futura

5

Capítulo 5
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequias muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles). Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas en el sistema.

Potencial Energético

Potencial Eólico

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediando la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con un potencial eólico en desarrollo de más 1.9 GW, siendo la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 42.4% del potencial eólico identificado; en segundo lugar, está la provincia de Veraguas con el 30.76%.

En la actualidad se cuenta con 19 proyectos identificados de los cuales se han otorgado 6 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 5. 1)

Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabre	Coclé	225	Diseño Final
Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	Coclé	105	Diseño Final
UEP Penonomé II, S. A.	Portobelo	Coclé	47.5	En Construcción
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres	Coclé	115	En Construcción
Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas	150	Diseño Final
Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas	116	Diseño Final
			758.50	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

De igual manera se tienen 13 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 8 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 2)

Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW
Eolica Energy, S.A.	La Vikinga	Veraguas	81
Energía Eólica Roanna	Roanna	Chiriquí	24
Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	Coclé	74
Helium Energy Panama, S.A.	Tesoro	Veraguas	105
Innovent Central America, S.A.	Los Manglares	Panamá	136
Energy & Environmental Engineering Corp (3E)	La Colorada	Coclé	80
EU Coprporation S.A.	El Aguila	Panamá	200
Luz Eólica de Panamá, S.A.	Quijada del Diablo	Chiriquí	150
Energia Verde, S.A.	Parque Eólico Chimenea	Chiriquí	19.8
Innovent Central America, S.A.	Las Honduras	Coclé	134
Innovent Central America, S.A.	Los Pinos	Veraguas	86.95
Innovent Central America, S.A.	Los Cerros	Veraguas	68.15
Innovent Central America, S.A.	Altiplano	Coclé	56.4
			1215.30

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

A finales del año 2013, se dieron los primeros aportes de energía eólica debido a la instalación del Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW y aportó al sistema 113.18 GWh en el año 2014.

De igual forma en febrero de 2015 la empresa UEP Penonomé II, S.A. da sus primeros aportes, de su parque de generación Penonomé (Laudato Si) con un aporte total a diciembre de 2015 de 260 GWh.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema. Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

Potencial Solar

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica, única desarrollada hasta el momento en Panamá, ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación. Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP, el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de más 720 MW, y de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 49.2% con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 54 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 16 licencias para la construcción y explotación de este recurso.

Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Don Félix (fase II)	Coclé	7.99	Construcción
Tecnisol I S.A.	Ikako	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol II S.A.	IkaKo I	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol III S.A.	Ikako II	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol IV S.A.	Ikako III	Chiriquí	10	Diseño Final
Bosques Solares de Coclé, Inc.	Bosques Solares de Coclé	Coclé	8.3	Diseño Final
Green Electric S.A.	La Mata	Veraguas	10	Diseño Final
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Coclé	9.95	Diseño Final
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Coclé	9.9	Diseño Final
Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Coclé	120	Diseño Final
Sol Real Uno S.A.	Estrella Solar	Coclé	5	Diseño Final
Panamá Solar 2, S. A.	Pocrí	Coclé	16	Construcción
PSZ1 S.A.	El Espinal	Los Santos	8.5	Construcción
Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	Coclé	9.99	Diseño Final
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	Pacora II	Panamá	3	Construcción
Farrallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Coclé	9	Construcción
			257.63	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

De igual manera se tienen 38 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. Un total de 33 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 4)

Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW
Solar Development Panama, S.A.	Anton Gen 1	Coclé	7.9
Solar Development Panama, S.A.	Anton Gen 2	Coclé	1.9
GFZP1, S.A.	Barú	Chiriquí	10
Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	Panamá	20
Generación Natural de Panamá, S.A.	Cerro Cama Solar	Panamá Oeste	0.5
Keira Development, Inc.	Chumical 1	Veraguas	40
Photovoltaics Investment, Corp.	Ecosolar	Chiriquí	10
Solar Development Panama, S.A.	El Espino Gen	Veraguas	6.7
Panamá Generation Solar	El Estero	Coclé	13.6
EL Higo Investment, S.A.	El Higo I	Chiriquí	10
San Carlos Solar, S.A.	El Higo II	Coclé	10
Ener Solar I, S.A.	Ener Solar I	Chiriquí	19.89
Ener Solar II, S.A.	Ener Solar II	Chiriquí	19.89
Ingenio Solar, S.A.	Ingenio Solar	Coclé	10
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar20MW	Chiriquí	19.99
GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	Herrera	8
Generadora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Coclé	10
Gallegos Solar, S.A.	Los Gallegos	Coclé	0.9
Neoen Panamá S.A.	Neoen - Chiriquí	Chiriquí	30
Solar Development Panama, S.A.	Ocu Gen	Herrera	3
Bajo Frio PV, S.A.	Bajo Frío	Panamá	19.95
Panameña de Energía Solar II, Inc.	Panameña de EnergíaSolar II	Coclé	9.9
Panameña de Energia Solar III, Inc.	Panameña de EnergíaSolar III	Coclé	9.9
Panameña de Energia Solar IV, Inc.	Panameña de EnergíaSolar IV	Coclé	9.9
Panameña de Energia Solar V Inc.	Panameña de EnergíaSolar V	Coclé	9.9
Inversiones Solares, S.A.	Río Parita	Herrera	0.96
I Power Corp.	San Enrique	Panamá	10
Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Veraguas	5
Prisma Solar Panama, S.A.	Soná	Veraguas	10
Tea Solar I, S.A.	Tea Solar I	Chiriquí	19.89
Palo Blanco Solar I S.A.	Palo Blanco Solar I	Coclé	5
Palo Blanco Solar II S.A.	Palo Blanco Solar II	Coclé	10
Energy Green Corporation, S.A	Las Lajas	Coclé	30
Palo Blanco Solar III S.A.	Palo Blanco Solar III	Coclé	10
Celsolar S.A.	Prudencia	Chiriquí	25
Celsolar S.A.	Gualaca	Chiriquí	25
Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	Veraguas	0.24
GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	Coclé	9.99
			472.90

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

La totalidad de los proyectos identificados suman 472.90 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor potencial de energía solar, con 16 proyectos identificados.

En mayo de 2015 inició pruebas la central Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10 MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A., que aportó al Sistema Interconectado 9 GWh a diciembre de 2015. Por otro lado, la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A. inició sus pruebas en agosto de 2015 y al cierre de 2015 entregó al sistema 4.8 GWh.

Potencial Hidroeléctrico

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día. Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 30 concesiones otorgadas (Ver Tabla 5. 5) y 21 en trámite (Ver Tabla 5. 6), de los cuales suman 578.80 MW y 176.20 MW, respectivamente. Además, se tienen 1725.39 MW instalados.

Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	Piedra	Chiriquí	4.1	Diseño Final
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Barriles	Chiriquí	1	Diseño Final
Generadora del Istmo, S.A.	Barro Blanco	Tabasará	Chiriquí	28.84	Diseño Final
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63	En Construcción
Café de Eleta, S.A.	Candela 2	Candela	Chiriquí	0.6	Diseño Final
Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
Navitas International , S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	3.7	Diseño Final
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Cotito	Chiriquí	2	Diseño Final
Generadora del Istmo, S.A.	Cuesta de Piedra	Macho de Monte	Chiriquí	6.78	Diseño Final
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroecologica Gualaquita, S.A.	Gualaquita	Gualaca	Chiriquí	6.7	Diseño Final
Darrin Bussiness, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	2	En Construcción
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Macho Monte	Chiriquí	7.62	En Prueba
Haras Cerro Punta, S.A.	La Garita	Las Nubes	Chiriquí	0.7	Diseño Final
Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraguas	4.97	En Construcción
Panamá Energy Finance, Inc.	Lalin II	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	38.6	Diseño Final
Hidroeléctrica Los Estrechos,S.A.	Los Estrechos	Cobre	Veraguas	9.5	Diseño Final
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	David	Chiriquí	8.89	En Construcción
Aht,S.A.	Los Trancos	Qda Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraguas	0.8	Diseño Final
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua.	Grande	Coclé	6.5	En Construcción
Electron Investment, S.A.	Pando	Chiriquí Viejo	Chiriquí	32.6	En Construcción
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9	Adecuación del EsIA
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	Caña Blanca y Qda La Paja	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroecológica San Andrés , S.A.,	San Andrés II	Gariché	Chiriquí	9.9	Diseño Final
Corporación de Energía del Istmo Ltda.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida
Mifta Power, Inc.	Santa María	Santa María	Veraguas	26	Diseño Final
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.6	Diseño Final
Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.5	Diseño Final
				578.80	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
Porto Power Inc., S.A.	Acla II	Agua Blanca y Qda Caña Blanca, El Bebedero y La Vaca	Chiriquí	5
Hidroeléctrica Río Chico, S.A.	Analida	Río Chico	Coclé	4
Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Ángeles	Chiriquí	7.85
Aguas Puras de Mantial S.A.	Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
Mifta 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.1
Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4
Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	6.12
Rìo Power, S.A.	Cerro Viejo	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	4.28
Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
Hidro Garché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.6
AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.9
Central Hidroeléctrica San Francisco, S.A.	La Cordillera	Santa María	Veraguas	8.91
Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.5
Panama Power Energy, Inc.	Lalin I (Gatu 16.6)	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	19.5
Panama Energy Business, Inc.	Lalín III (Gatú 46)	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	25.4
Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
Hidrogeneraciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1
				176.20

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el Anexo 7 se puede ver la topología de estos proyectos.

Potencial Termoeléctrico

Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras, bosque pantanoso, ninfeácea sagitaria, rizóforo, en transición), cerca de Changuinola, provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km2 con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En la Tabla 5. 7 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba

Características	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm^3 (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 ºF T en condiciones reductoras 2310 ºF T en condiciones de oxidación 2640 ºF fluido condiciones reductoras 2670 ºF condiciones de oxidación

Referencia: Estudios Turba – IRHE 1985

Combustibles Fósiles

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles. Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo, por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas termoeléctricas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 2 licencias definitivas para Generación Termoeléctrica y 5 licencias provisionales para Generación Termoeléctrica.

Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Combustible
Gas Natural Atlantico S. de R.L.	Costa Norte	Colón	381	Gas Natural, Diesel
Panamá NG Power, S.A.	Telfers	Colón	670	Gas Natural, Diesel
			1051.00	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Combustible
Energyst Rental Solution Corp.	El Sánchez	Coclé	99.62	Diesel Liviano, Gas Natural
Martano Inc.	Gas to Power Panamá(GTPP)	Colón	400	Diesel No. 2, Gas Natural
BP Power S. de R. L.	Limasol	Panamá	150	Diesel, HFO Bunker C, Gas Natural
Termo Panama S. de R.L.	Manzanillo	Panamá	150	Diesel, HFO Bunker C
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	Colón	5.05	Diesel
			804.67	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Metano

La empresa URBALIA S.A., administradora del relleno en Cerro Patacón, tienen previsto generar energía por medio de biogás que son generados por los residuos sólidos que provienen de los distritos de Panamá, San Miguelito y Arraiján, el cual tiene la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), para llevar a cabo la construcción de la planta de electricidad.

Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica.

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos eólicos, alcanzando una capacidad adicional de generación de 1097 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo a la metodología para la obtención de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación en la Tabla 5. 10 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Penonome III	69.00	203.30	130.43	1594.20	25.00
Toabré Etapa 1	102.00	318.20	40.00	2450.00	30.00
Eólico Zona Coclé 01	123.00	383.71	40.00	2450.00	30.00
Eólico Zona Coclé 02	105.00	294.34	40.00	2450.00	30.00
Eólico Zona Coclé 03	74.00	207.44	40.00	1500.00	20.00
Eólico Zona Panamá 01	32.00	89.70	40.00	1600.00	20.00
Eólico Zona Panamá 02	136.00	381.24	40.00	1500.00	20.00
Eólico Zona Veraguas 01	104.40	257.19	70.00	2000.00	25.00
Eólico Zona Chiriquí 01	19.80	63.77	60.61	3030.30	25.00
Eólico Zona Veraguas 02	111.60	368.63	70.00	2000.00	25.00
Eólico Zona Veraguas 03	115.20	235.20	70.00	2000.00	25.00
Eólico Zona Coclé 04	80.00	309.00	25.00	2000.00	30.00
Eólico Zona Chiriquí 02	25.00	48.73	14.58	2000.00	20.00
	1097.00	**3160.44**			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: ETESA

Proyectos Fotovoltaicos

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 787.86 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 5. 11 y Tabla 5. 12 se presenta un listado de estos proyectos considerados.

Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Vista Alegre	8.22	13.29	39.23	1330.00	25.00
Milton Solar	10.26	16.62	47.77	1320.00	25.00
Sol Real	10.78	17.43	49.68	1320.00	25.00
El Espinal	8.50	15.02	25.00	1300.00	25.00
Pocrí	16.00	32.96	49.00	960.00	40.00
Estrella Solar	4.79	7.74	22.08	1320.00	25.00
La Mata	10.00	16.67	25.00	2200.00	30.00
Jagüito Solar	9.99	16.30	30.00	1840.00	30.00
Solar Zona Coclé 01	8.00	13.38	11.20	1000.00	30.00
Solar Zona Coclé 02	40.00	64.00	11.20	1000.00	30.00
Don Félix Etapa 2	7.99	13.04	30.00	1840.00	30.00
Solar Zona Coclé 04	9.00	15.27	284.25	1500.00	40.00
Solar Zona Coclé 05	9.00	15.27	284.25	1500.00	40.00
Panasolar Generation	9.90	19.00	17.60	1000.00	25.00
Solar Zona Coclé 07	10.00	17.20	16.25	1125.00	25.00
Solar Zona Chiriquí 01	10.00	17.00	913.24	1150.00	30.00
Solar Zona Chiriquí 02	30.00	52.36	9.10	1100.00	25.00
Solar Zona Coclé 08	9.95	15.50	5.11	825.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 03	10.00	17.67	25.00	1300.00	25.00
Solar Zona Panamá 01	3.00	5.00	16.25	1125.00	25.00
Solar Zona Panamá 02	4.00	6.60	16.25	1125.00	25.00
Solar Zona Coclé 09	5.00	8.40	11.20	1000.00	30.00
Solar Zona Coclé 10	10.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 04	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 05	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 06	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 07	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 08	19.89	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 09	19.89	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 10	19.89	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 11	19.89	38.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Zona Coclé 11	130.00	246.66	80.00	3000.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 12	10.00	17.00	16.25	1125.00	25.00
Solar Zona Panamá 03	10.00	16.60	16.25	1350.00	25.00
Solar Zona Coclé 12	9.99	16.21	11.20	1000.00	30.00
Solar Zona Coclé 13	9.90	18.51	30.00	2000.00	20.00
Solar Zona Chiriquí 13	19.80	37.02	30.00	2000.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 14	9.90	22.19	30.00	2000.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 15	19.80	40.91	30.00	2000.00	20.00
Solar Zona Chiriquí 16	19.80	40.39	30.00	2000.00	40.00
Solar Zona Chiriquí 17	19.99	32.10	60.00	1820.00	30.00
Solar Zona Coclé 14	10.00	22.95	5.50	1090.00	25.00
Solar Zona Coclé 15	10.00	22.95	5.50	1090.00	25.00
Solar Zona Coclé 16	20.00	45.90	5.50	1090.00	25.00
Solar Zona Coclé 17	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00

Referencia: ETESA

Tabla 5. 12: Proyectos Solares Considerados (continuación)

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Solar Zona Coclé 18	20.00	35.00	20.00	1500.00	25.00
Solar Zona Coclé 19	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Zona Coclé 20	9.96	15.17	18.00	1520.00	25.00
Solar Zona Coclé 21	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Zona Coclé 22	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Zona Coclé 23	5.00	8.19	25.00	1400.00	25.00
Solar Zona Coclé 24	10.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
Solar Zona Coclé 25	30.00	66.63	42.10	1535.00	40.00
Σ	787.86	1470.28			

Referencia: ETESA

Turba

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Otros Proyectos de Generación

Proyectos de generación comercial y tecnológicamente maduros como la nuclear, solar por concentración solar y geotérmica han sido implementados en diferentes partes del mundo; sin embargo, debido al alto costo de inversión asociado a la tecnología, riesgos al ambiente y/o bajo potencial de explotación del recurso, dichas tecnologías no son muy llamativas para ser introducidas en el país.

Otros proyectos tales como la solar espacial, eólica en altamar, con ejes verticales, con turbinas de viento flotantes, y marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen a incursionar el mercado eléctrico panameño.

Proyectos Hidroeléctricos

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de

Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 5. 13 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2017.

Tabla 5. 13: Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.58	3.35	45.00	219.87	3716.22	50.00
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	9.57	2.54	40.20	40.00	4466.02	50.00
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	32.90	25.13	170.80	60.00	3039.04	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	2.30	46.23	75.00	3068.18	50.00
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	1.28	57.94	31.25	2022.65	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	2.55	33.30	80.00	3500.00	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	22.31	279.70	25.00	3169.57	50.00
Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica de Pasada	11.62	0.17	44.40	6.50	3614.46	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	6.74	1.94	30.39	55.25	1338.82	50.00
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	3.00	49.30	120.00	3800.00	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Embalse	210.94	180.89	1008.00	12.50	4595.99	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	12.95	12.95	112.00	12.50	4595.99	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	5.64	68.00	58.71	3426.44	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.00	8.00	58.71	3424.24	50.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Hidroeléctrica de Pasada	9.00	2.70	20.00	55.00	3288.89	50.00
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Hidroeléctrica de Pasada	6.45	1.94	33.34	75.00	3288.89	50.00
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica de Pasada	7.61	2.24	43.30	122.64	4383.71	50.00
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	Hidroeléctrica de Pasada	5.20	1.03	20.70	160.00	3532.79	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.35	8.51	91.97	25.00	3700.00	50.00
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.80	0.78	24.80	125.00	3839.50	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.21	50.00
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Und 3	Hidroeléctrica de Pasada	1.35	0.00	4.86	0.00	0.00	50.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.11	0.00	0.00	12.80	2027.00	50.00
		∑	485.35	285.36	2257.46			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: Información de Agentes Panamá - mayo 2017.

Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras termoeléctricas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la confiabilidad y estabilidad del sistema. La Tabla 5. 14 y Tabla 5. 15 presentan las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

Tabla 5. 14: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	44.33	63.43	gal/MWh	206.00	790.00	30.00
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	381.00	6.314	MMBTU/MWh	30.80	1340.00	40.00
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	420.00	6.314	MMBTU/MWh	10.50	825.00	40.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	300*	9.531	MMBTU/MWh	5.63	2333.33	30.00
Panamá NG Power, S.A	Telfers	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	660.00	6.596	MMBTU/MWh	ND	290.15	25.00
					1505.33					
	* Excedentes (Autogenerador)									

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Tabla 5. 15: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Genéricos

Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Variable O&M (B/. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B/. / kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/. / kW)	Vida Util (Años)
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	350.00	8.9635	MMBTU/MWh	40	52.67	4242.00	40.00
CC CNL	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	400.00	6.314	MMBTU/MWh	3.8	30.80	942.00	40.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	7.315	MMBTU/MWh	3.5	15.44	922.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	7.315	MMBTU/MWh	3.5	15.44	922.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	7	MMBTU/MWh	3.5	7.19	684.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	7	MMBTU/MWh	3.5	7.19	684.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	8.864	MMBTU/MWh	3.5	18.59	930.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	8.64	MMBTU/MWh	3.5	18.59	930.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	6.45	MMBTU/MWh	3.5	6.68	633.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	68.11	MMBTU/MWh	3.5	17.63	865.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	68.11	MMBTU/MWh	3.5	17.63	865.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	6.45	MMBTU/MWh	3.5	6.68	633.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	6.45	MMBTU/MWh	3.5	6.68	633.00	30.00

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoeléctricos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: Información de Agentes Panamá – mayo 2017.

Metodología del Estudio

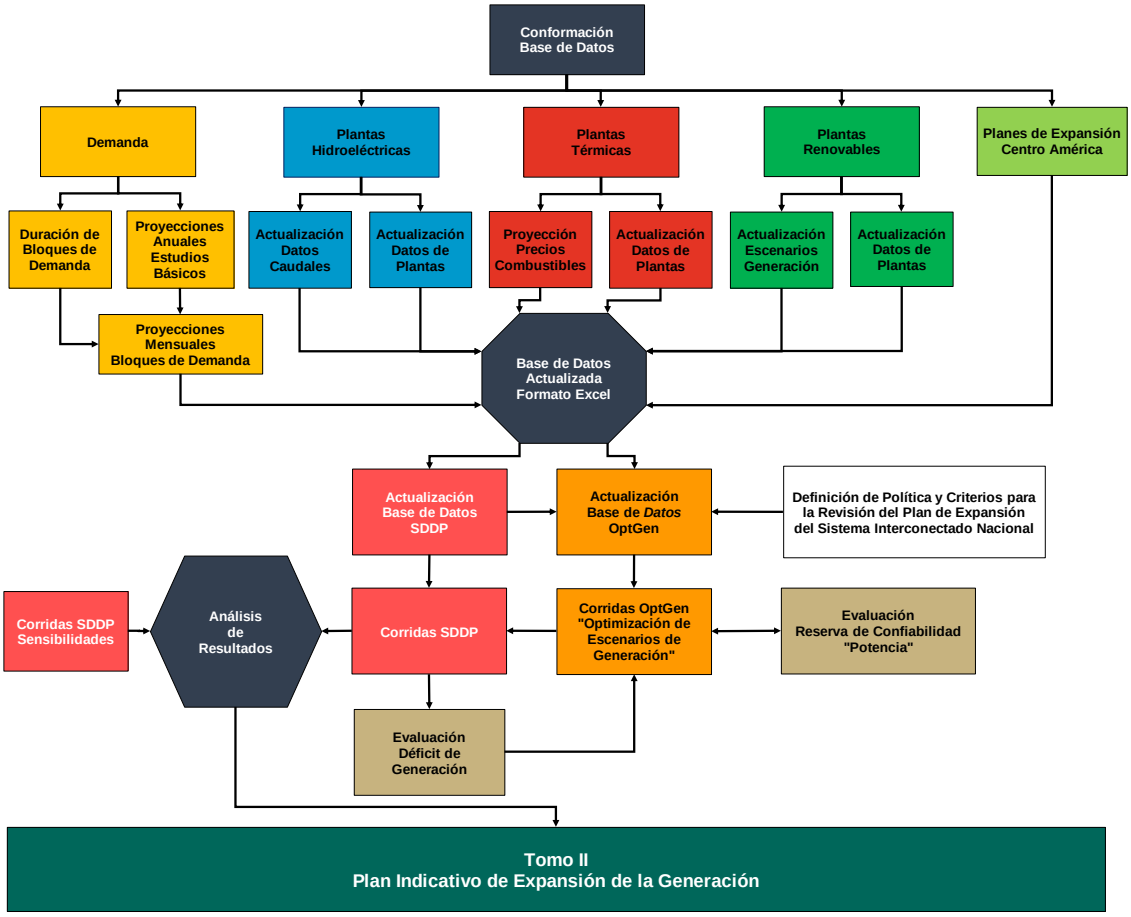
6

Capítulo 6
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación.

El Gráfico 6. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: ETESA.

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en febrero de 2017.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Definición de los bloques de demanda a partir de la demanda horaria del año 2016 y del histórico.*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión*.

Herramientas de Simulación

OPTGEN-SDDP versión 7.2.11 Beta, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 14.0.12. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

Plantas Eólicas y Solares

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

Período de Estudio

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2017-2031, con un año de extensión. El período 2017-2020 es fijo y no está sujeto a optimización.

Hidrología

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.

Demanda

Para esta versión del PESIN solamente se utilizó un escenario de demanda: el escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.64% en energía 5.30% en potencia; esto es debido a que las tasas de crecimiento para los escenarios de demanda optimista y pesimista son relativamente próximas y no representan una variación significativa (Ver Capitulo 3).

Bloques de Demanda

Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de duración de carga del año 2016, el cual consiste en el ordenamiento descendiente de los valores registrados de demanda horaria y su aporte porcentual a la carga total del sistema. Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 3.57%
- Demanda Alta: 18.08%
- Demanda Media: 29.14%
- Demanda Baja: 24.47%
- Demanda Mínima: 24.73%.

Sistema de Generación Existente

(Ver Capitulo 4).

Proyectos de Generación Futuros

(Ver Capitulo 5)

Simulaciones

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considerara diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 6. 1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 1: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuracion	Dinámica
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2017
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US $ / MWh)	1850.00

Referencia: ETESA.

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros, que son el resultado de las simulaciones de optimización de los sistemas de los países centroamericanos, utilizando las bases de datos suministradas por el CEAC (GTPIR). También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 2: Plan de Expansión de Costa Rica

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2019	CR_Pailas 2	Geotérmico	55.00
2022	CR_F. Cliff	Hidro	69.00
2023	CR_Borinq 1	Geotérmico	55.00
2026	CR_DIQUIS	Hidro	623.00
2026	CR_Mini Diqu	Hidro	27.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Febrero 2017

Tabla 6. 3: Plan de Expansión de El Salvador

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2017	ES_Berlin V2	Geotérmico	6.00
2017	ES_Geo-ChnF1	Geotérmico	8.00
2017	ES_Geo-SV-F1	Geotérmico	8.00
2017	ES_OptAhuach	Geotérmico	8.00
2017	ES_Eol Metap	Eólico	42.00
2017	ES_FV-C.Gde	Solar	8.00
2017	ES_FVPedrega	Solar	60.00
2017	ES_FVSonsona	Solar	34.00
2018	ES_CHAPARRAL	Hidro	66.00
2018	ES_AmpIngAng	Ingenio	50.00
2018	ES_IngChapar	Ingenio	55.00
2018	ES_IngIzalco	Ingenio	60.00
2019	ES_Berlin V	Geotérmico	28.00
2019	ES_Geo-ChnF2	Geotérmico	50.00
2019	ES_Geo-SV-F2	Geotérmico	30.00
2020	ES_EolPrivad	Eólico	50.00
2020	ES_EolSJulia	Eólico	30.00
2020	ES_FV-1	Solar	40.00
2020	ES_FV-2	Solar	40.00
2020	ES_FV-3	Solar	20.00
2021	ES_GNL-Proy	Gas Natural	380.00
2021	ES_Solar2021	Solar	50.00
2022	ES_IngChapa2	Ingenio	5.00
2025	ES_NEJAPA	Búnker	77.00
2030	NEJAPA	Búnker	(77.00)
2030	ACAJVAP1	Búnker	(30.00)
2030	ACAJVAP2	Búnker	(33.00)

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Febrero 2017

Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Guatemala

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2017	GU_HPeq PEG2	Hidro	44.61
2018	GU_Gene-PEG2	Hidro	105.37
2018	GU_Renace3	Hidro	40.00
2024	GU_CALD3b-B	Geotérmico	22.00
2024	GU_CALD3c-B	Geotérmico	11.00
2025	GU_TECUAMBU	Geotérmico	44.00
2026	GU_CCLNG500a	Gas Natual	500.00
2028	GU_SERCHIL	Hidro	145.00
2029	GU_CCLNG500b	Gas Natual	500.00
2030	GU_CHULAC	Hidro	213.50

Nota: La interconexión México-Guatemala se incluye dentro del Sistema de Guatemala

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – febrero 2017

Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Honduras

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2017	HO_CarBecosa	Carbón	90.00
2017	HO_LAEISZ	Diesel	20.00
2017	HO_Bio-Bag15	Biogas	7.50
2017	HO_LiGeoPlat	Geotérmico	18.20
2017	HO_LiHd2017	Hidro	2.10
2017	HO_Solar-2	Solar	53.01
2017	HO_Solar2b	Solar	33.80
2018	HO_Nacnl Bun	Búnker	25.00
2018	HO_UDEHSA	Búnker	20.00
2018	HO_EolChinch	Eólico	45.00
2018	HO_LiHd2018	Hidro	14.85
2018	HO_VSMarAmpl	Eólico	12.00
2018	HO_Solar 2c	Solar	10.00
2018	LAEISZ	Diesel	(20.00)
2018	NAC.INGENIEROS	Diesel	(20.00)
2019	HO_Patuca3	Hidro	100.00
2019	LAEISZ-JUTIGALPA	Diesel	(5.00)
2022	HO_Tablon	Hidro	20.00
2022	HO_Tornillit	Hidro	160.20
2022	HO_TGDS100a	Diesel	100.00
2022	HO_TGDS100b	Diesel	100.00
2022	HO_CCLNG500a	Gas Natural	500.00
2022	AMPL.LUFUSSA1	Búnker	(30.00)
2022	AMPL. ENERSA	Búnker	(30.00)
2022	LUFUSSA3	Búnker	(210.00)
2022	ENERSA	Búnker	(200.00)
2022	EMCE2	Búnker	(55.00)
2022	LUFUSSA2	Búnker	(77.00)
2022	ELCOSA	Búnker	(80.00)
2025	HO_CCLNG500b	Gas Natural	500.00
2025	UDEHSA	Búnker	(20.00)
2026	HO_Patuca2A	Hidro	150.00
2026	BECOSA-CARBÓN	Carbón	(90.00)
2028	HO_GNL-c	Gas Natural	500.00
2029	HO_Patuca	Hidro	270.00
2030	HO_Jicatuyo	Hidro	172.90
2031	HO_Nacnl Bun	Búnker	(25.00)

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Febrero 2017

Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Nicaragua

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2017	NI_FV-Solari	Solar	12.00
2017	NI_MMV40a	Búnker	35.00
2017	NI_MMV40b	Búnker	35.00
2017	NI_MMV40c	Búnker	35.00
2017	NI_MMV40d	Búnker	35.00
2018	NI_CASUR	Biomasa	24.00
2018	NI_FVSolarII	Solar	12.00
2019	NI_Eol1-63MW	Eólico	63.00
2021	NI_CCGNLa	Gas Natual	250.00
2021	NICARAGUA-U1	Búnker	(50.00)
2021	NICARAGUA-U2	Búnker	(50.00)
2022	NI_SALTO Y-Y	Hidro	25.00
2022	CORINTO-1	Búnker	(50.00)
2022	CORINTO-2	Búnker	(18.50)
2022	PAMFELS	Búnker	(57.00)
2022	TIPITAPA-2	Búnker	(50.90)
2023	NI_Consuelo	Hidro	21.00
2023	NI_VALENTIN	Hidro	28.00
2023	NI_APOYO	Geotérmico	36.00
2023	NI_VCosigui1	Geotérmico	25.00
2023	NI_EL CARMEN	Hidro	100.00
2023	NI_El Barro	Hidro	32.00
2023	NI_Cangiles	Hidro	27.20
2024	NI_CORRIE LI	Hidro	40.00
2024	NI_PAJARITOS	Hidro	21.70
2024	NI_GMasayaI	Geotérmico	35.00
2025	NI_G CASITAS	Geotérmico	35.00
2026	NI_GMasayaII	Geotérmico	35.00
2026	NI_Eol3 40MW	Eólico	40.00
2026	NI_VCosigui2	Geotérmico	25.00
2026	NI_Apoyo 2	Geotérmico	36.00
2027	NI_BOBOKE	Hidro	120.00
2028	NI_Eol4 40MW	Eólico	40.00
2029	NI_Casitas3	Geotérmico	35.00
2029	NI_GCasitas2	Geotérmico	35.00
2029	NI_Vol Ñajo1	Geotérmico	25.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Febrero 2017

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Escenarios de Expansión

7

Capítulo 7
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2017 – 2031, y se desarrolla a partir de un escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía, el cual es un escenario tendencial cuyo objetivo sería dar continuidad a las tendencias de la demanda y políticas públicas de los últimos años. Se analizan escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado.

En un escenario de este tipo parece altamente probable que, como respuesta al comportamiento de la demanda y de las políticas energéticas de los últimos años, se espera que el comportamiento de los inversionistas siga en auge durante los próximos años.

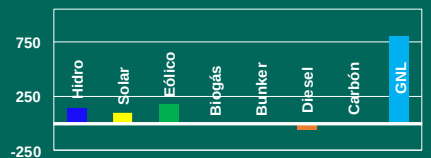
Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radican en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y plantas fotovoltaicas. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

En la Tabla 7. 1 *se presenta el cronograma de expansión de corto plazo de los escenarios analizados.*

Tabla 7. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biogás	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
5	2017	Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Milton Solar	10.26		10.26						
6	2017	Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Vista Alegre	8.22		8.22						
7	2017	Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.58	8.58							
7	2017	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)						(33.00)		
7	2017	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)						(33.00)		
7	2017	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)						(34.00)		
7	2017	Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol Real	10.78		10.78						
7	2017	PSZ1, S.A.	El Espinal	8.50		8.50						
11	2017	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99						
12	2017	Panamasolar2, S.A.	Pocrí	16.00		16.00						
12	2017	Green Electric, S.A.	La Mata	10.00		10.00						
1	2018	Hidroibérica, S.A.	El Fraile Und 3	1.35	1.35							
1	2018	Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79		4.79						
4	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	0.00							300.00*	
5	2018	Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	381.00								381.00
7	2018	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90						
11	2018	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.57	9.57							
12	2018	Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	44.33						44.33		
12	2018	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99						
1	2019	Electron Investment	Pando	32.90	32.90							
1	2019	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.11	1.11							
1	2019	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80							
1	2019	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	6.74							
1	2019	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00					
5	2019	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	102.00			102.00					
1	2020	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30							
1	2020	Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	11.62							
3	2020	Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	420.00								420.00

Hidro	145.97
Solar	96.43
Eólico	171.00
Biogás	0.00
Bunker	0.00
Diesel	(53.67)
Carbón	0.00
GNL	801.00
Total	1158.73



● Retiro de Unidades.

* La planta Cobre Panamá – PACO Power Plant: Corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Escenario Referencia

De la metodología descrita en el capítulo 6 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- *Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.*
- *Proyectos termoeléctricos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.*
- *Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.*

El cronograma de Expansión de Largo Plazo se presenta en la Tabla 7. 3*.*

En este escenario se instalan 2734 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 16.7% corresponden a plantas hidroeléctricas (457MW), el 60.2% a plantas termoeléctricas (1645 MW) y 23.1% lo componen plantas renovables no convencionales con 632 MW, plantas eólicas (276MW), plantas solares (356MW). Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente y los retiros programados. El resultado sería un total de 5849 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

Tabla 7. 2: Costos del escenario Referencia

Costo	Escenario Referencia
Inversión	2292.14
Déficit	0.00
Operación	2056.61
Ambiental	365.85
Total	**4714.60**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario Referencia

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biogás	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
1	2022	Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10.00	10.00							
1	2022		Solar Zona Coclé 01	8.00		8.00						
1	2022		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00						
1	2022		Solar Zona Coclé 08	9.95		9.95						
1	2022		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00						
1	2022		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89						
1	2022		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89						
1	2022		Solar Zona Chiriquí 10	19.89		19.89						
1	2022		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64							
1	2023		Solar Zona Coclé 07	10.00		10.00						
1	2023		Solar Zona Chiriquí 02	30.00		30.00						
1	2023		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00						
1	2023		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89						
1	2023		Solar Zona Chiriquí 12	10.00		10.00						
1	2024		CC CNL	400.00								400.00
1	2025		Solar Zona Panamá 01	3.00		3.00						
1	2025		Solar Zona Panamá 02	4.00		4.00						
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94	210.94							
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95	12.95							
1	2026	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	28.35							
1	2027	Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.20	5.20							
1	2027	Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	7.61	7.61							
1	2027	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00							
1	2027		Eólico Zona Chiriquí 02	25.00			25.00					
1	2027		Solar Zona Panamá 03	10.00		10.00						
1	2028		Solar Zona Chiriquí 14	9.90		9.90						
1	2029	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00							
1	2029		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00					
1	2029		CC CNL B	400.00								400.00
1	2030	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44							
1	2030	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00							
1	2030		Solar Zona Chiriquí 15	19.80		19.80						
				Hidro	**311.13**		**145.97**		**14.64**		**296.49**	
				Solar	**259.20**		**96.43**		**219.50**		**39.70**	
				Eólico	**105.00**		**171.00**		**0.00**		**105.00**	
				Biogás	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				Bunker	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				Diesel	**0.00**		**(55.67)**		**0.00**		**0.00**	
				Carbón	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				GNL	**800.00**		**801.00**		**400.00**		**400.00**	
				Total	**1475.33**		**1158.73**		**634.14**		**841.19**	

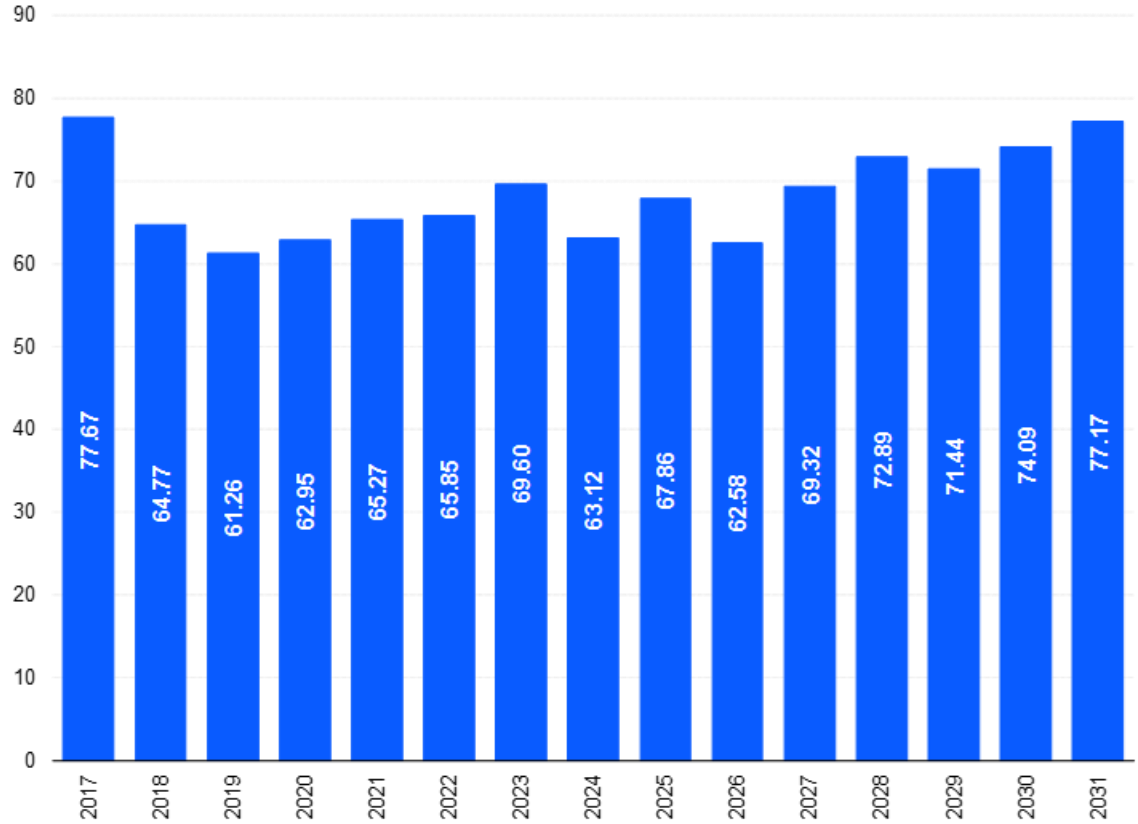
	2017-2020	
		2021-2025
		2026-2031

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

El Gráfico 7. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Referencia. Se observa que con el ingreso de centrales de gas natural a partir del año 2018 se reduce un 16% del costo marginal del sistema en comparación con el primer año de estudio. El comportamiento sigue la tendencia del combustible.

En años específicos como el 2024 y 2026 se da por la entrada de nuevos proyectos, tales como Bocas del Toro Energía y la importación de energía proveniente de Centro América

Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia

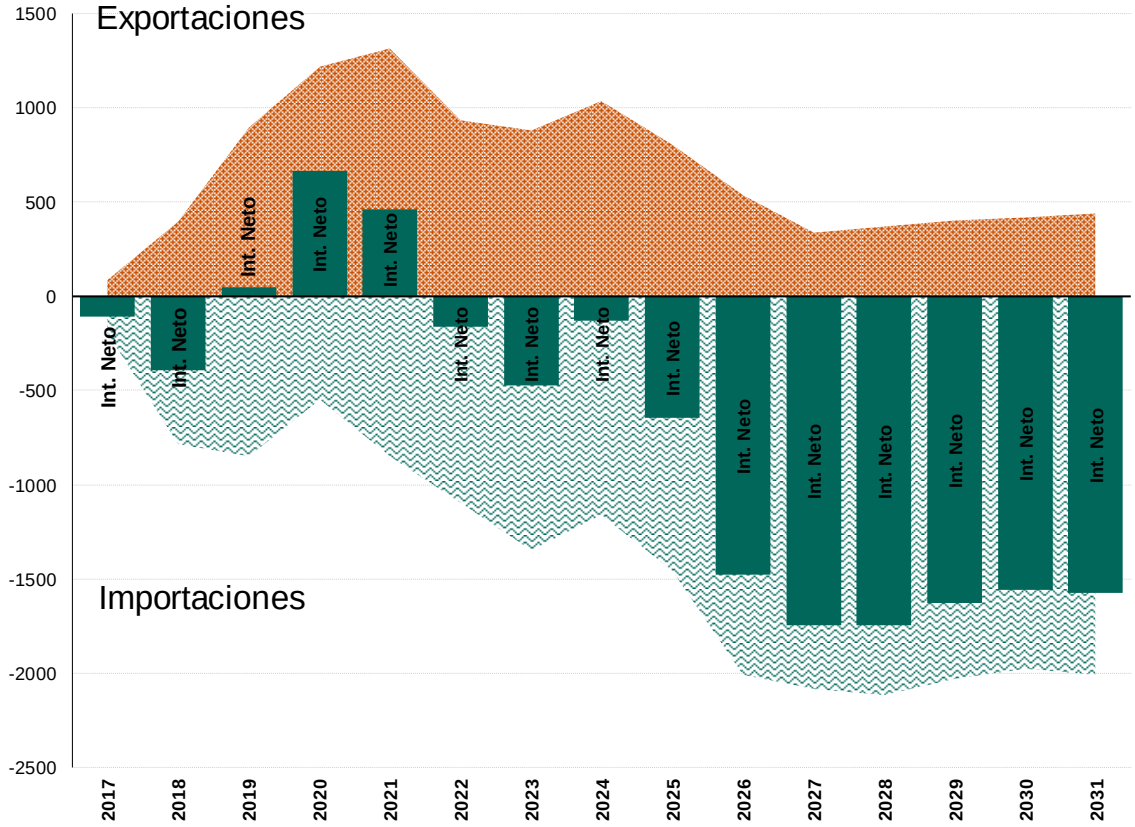


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

La entrada de grandes proyectos hidroeléctricos, renovables no convencionales y grandes proyectos de gas natural en la región centroamericana, cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal, hace que Panamá importe energía a precios económicamente competitivos, incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la

incorporación del proyecto SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300MW y se presentan intercambios promedios de 1724 GWh anuales en el periodo comprendido del 2022 al 2031, como se observa en el Gráfico 7. 2.

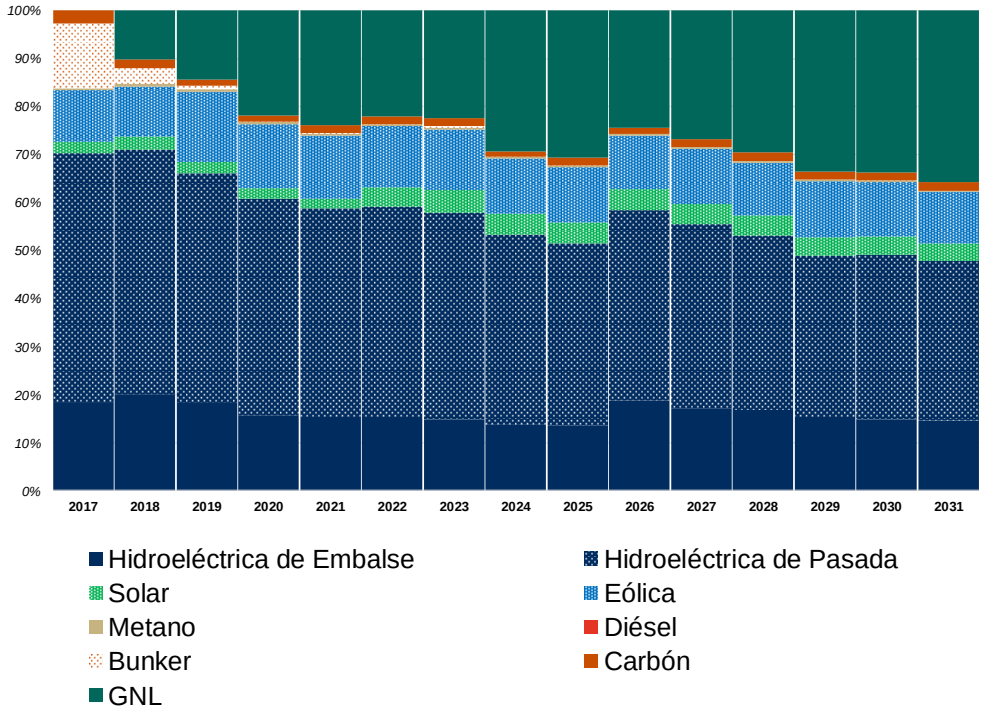
Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

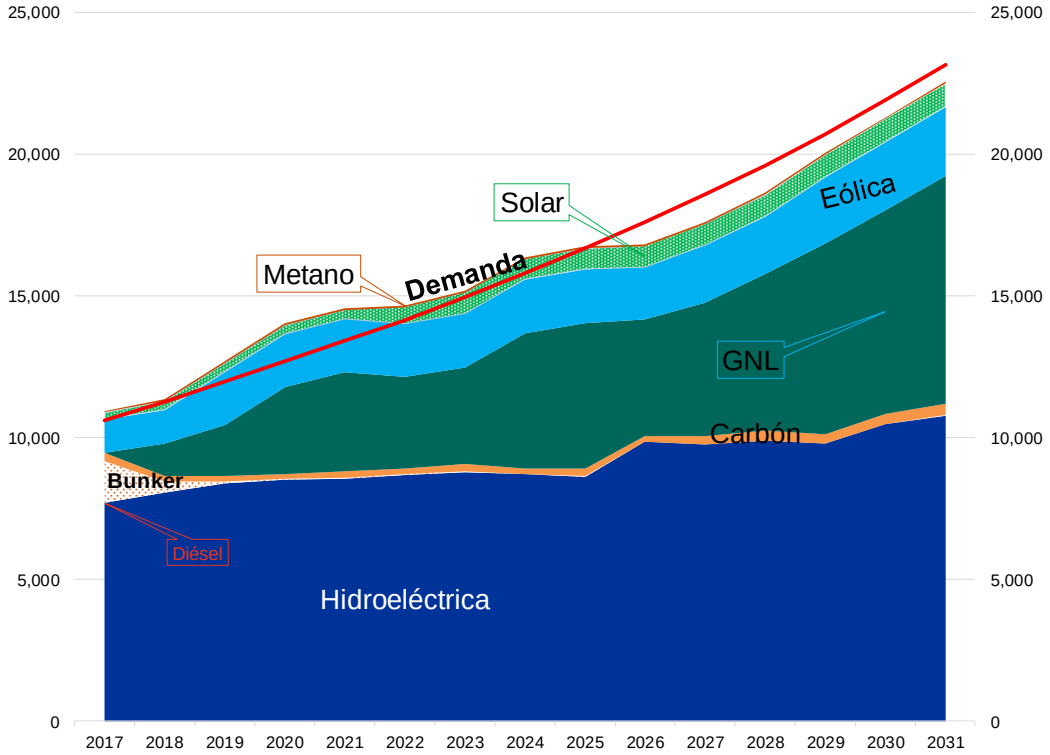
En el Gráfico 7. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis. Además, se muestra que para el año 2018 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas termoeléctricas del 2018 al 2020 principalmente. De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C y Diésel, prácticamente desaparece a partir del año 2019.

Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Escenario Renovable

Los proyectos candidatos de generación considerados en este escenario, incluyen proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como proyectos de gas natural licuado a partir del 2021, además de una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente. El cronograma de expansión de largo plazo de este escenario se presenta en la Tabla 7. 5 y Tabla 7. 6.

La expansión del parque de generación hidro-térmico de este escenario contempla de igual forma a los escenarios anteriores, tales como: ciclos combinados en base a gas natural. Igualmente, se consideran proyectos renovables no convencionales tales como: parques eólicos y solares con la finalidad de analizar el comportamiento que tendría el sistema de darse la explotación masiva del potencial renovable con que cuenta el país.

Para este escenario se agregan 3703 MW de capacidad al sistema actual, donde el 12.7% corresponde a proyectos hidroeléctricos (470 MW), el 40.4% corresponde a plantas termoeléctricas (1495 MW) el 46.9% en proyectos renovables (Eólicos – 985 MW, Solar - 753 MW). En la

Tabla 7. 4 se muestra el resumen de los costos de dicho escenario.

Tabla 7. 4: Costos del Escenario Renovable

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovable
Inversión	2292.14	2870.17
Déficit	0.00	0.00
Operación	2056.61	1785.13
Ambiental	365.85	329.79
Total	**4714.60**	**4985.09**
	Diferencia:	**-5.74%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo. Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.

Tabla 7. 5: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biogás	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
1	2021	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00							
1	2021		Solar Zona Coclé 14	10.00		10.00						
1	2021		Solar Zona Coclé 15	10.00		10.00						
1	2021		Solar Zona Coclé 16	20.00		20.00						
1	2022		Eólico Zona Coclé 02	105.00			105.00					
1	2022		Solar Zona Coclé 08	9.95		9.95						
1	2022		Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00						
1	2023	Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10.00	10.00							
1	2023	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44							
1	2023	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00							
1	2023		Eólico Zona Coclé 01	123.00			123.00					
1	2023		Eólico Zona Coclé 03	74.00			74.00					
1	2024	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64							
1	2024	Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.20	5.20							
1	2024	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	28.35							
1	2024		CC CNL	400.00								400.00
1	2024		Solar Zona Coclé 01	8.00		8.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 10	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Coclé 11	130.00		130.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99						
1	2025		Eólico Zona Chiriquí 01	19.80			19.80					
1	2025		Solar Zona Chiriquí 02	30.00		30.00						
1	2025		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00						
1	2025		Solar Zona Chiriquí 06	10.00		10.00						
1	2025		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89						
1	2026	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00							
1	2026	Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	7.61	7.61							
1	2026		Solar Zona Coclé 07	10.00		10.00						
1	2026		Solar Zona Panamá 01	3.00		3.00						
1	2026		Solar Zona Panamá 02	4.00		4.00						

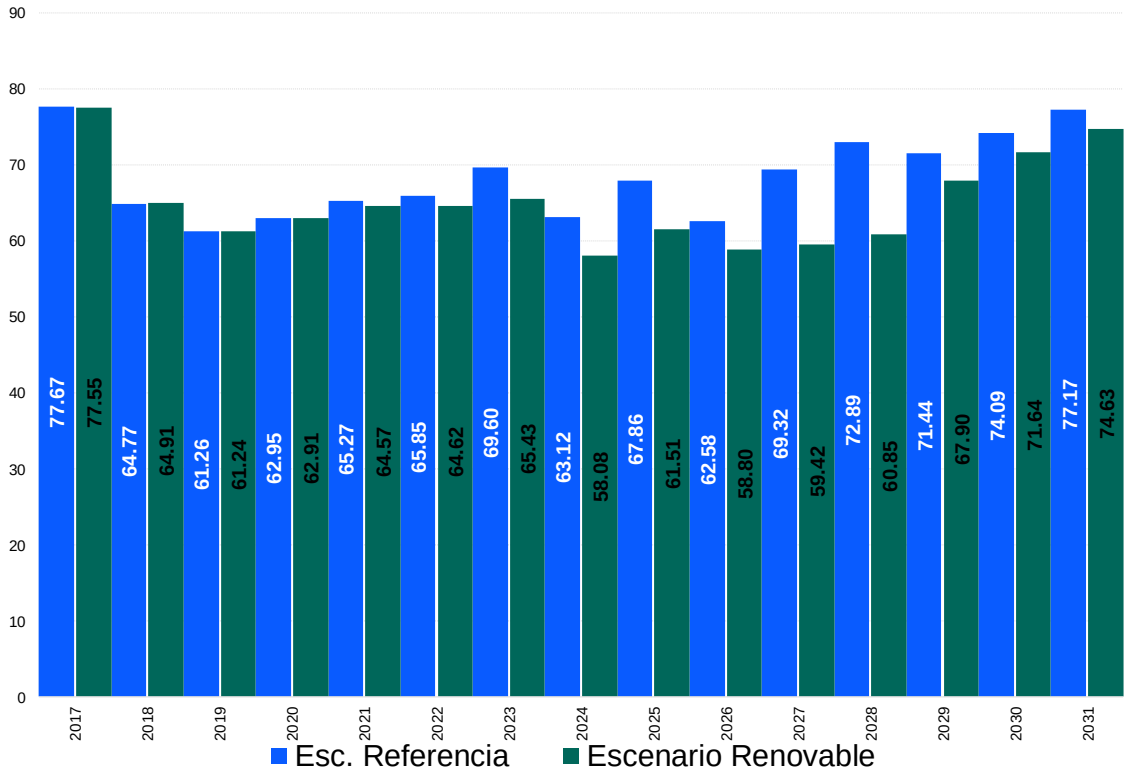
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Tabla 7. 6: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable (Continuación)

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biogás	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
1	2026		Solar Zona Chiriquí 07	10.00		10.00						
1	2026		Solar Zona Chiriquí 12	10.00		10.00						
1	2026		Solar Zona Coclé 17	9.95		9.95						
1	2026		Solar Zona Coclé 19	9.95		9.95						
1	2026		Solar Zona Coclé 21	9.95		9.95						
1	2026		Solar Zona Coclé 22	9.95		9.95						
1	2026		Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94	210.94							
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95	12.95							
1	2027		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00								100.00
1	2027		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40					
1	2027		Solar Zona Panamá 03	10.00		10.00						
1	2028		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00					
1	2028		Eólico Zona Veraguas 02	111.60			111.60					
1	2028		Eólico Zona Chiriquí 02	25.00			25.00					
1	2028		Solar Zona Coclé 05	9.00		9.00						
1	2029		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00								150.00
1	2029		Eólico Zona Veraguas 03	115.20			115.20					
1	2029		Solar Zona Coclé 04	9.00		9.00						
1	2029		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80						
1	2030	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00							
1	2030		Solar Zona Chiriquí 14	9.90		9.90						
1	2030		Solar Zona Chiriquí 15	19.80		19.80						
1	2030		Solar Zona Chiriquí 16	19.80		19.80						
1	2031	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.80	7.80							
1	2031		Solar Zona Chiriquí 01	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 04	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 05	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Coclé 13	9.90		9.90						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 17	19.99		19.99						
				Hidro	**323.93**		**145.97**		**69.63**		**254.30**	
				Solar	**656.47**		**96.43**		**402.50**		**253.97**	
				Eólico	**814.00**		**171.00**		**321.80**		**492.20**	
				Biogás	**0.00**	**2017-2020**	**0.00**	**2021-2025**	**0.00**	**2026-2031**	**0.00**	
				Bunker	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				Diesel	**0.00**		**(55.67)**		**0.00**		**0.00**	
				Carbón	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				GNL	**650.00**		**801.00**		**400.00**		**250.00**	
				Total	**2444.40**		**1158.73**		**1193.93**		**1250.47**	

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

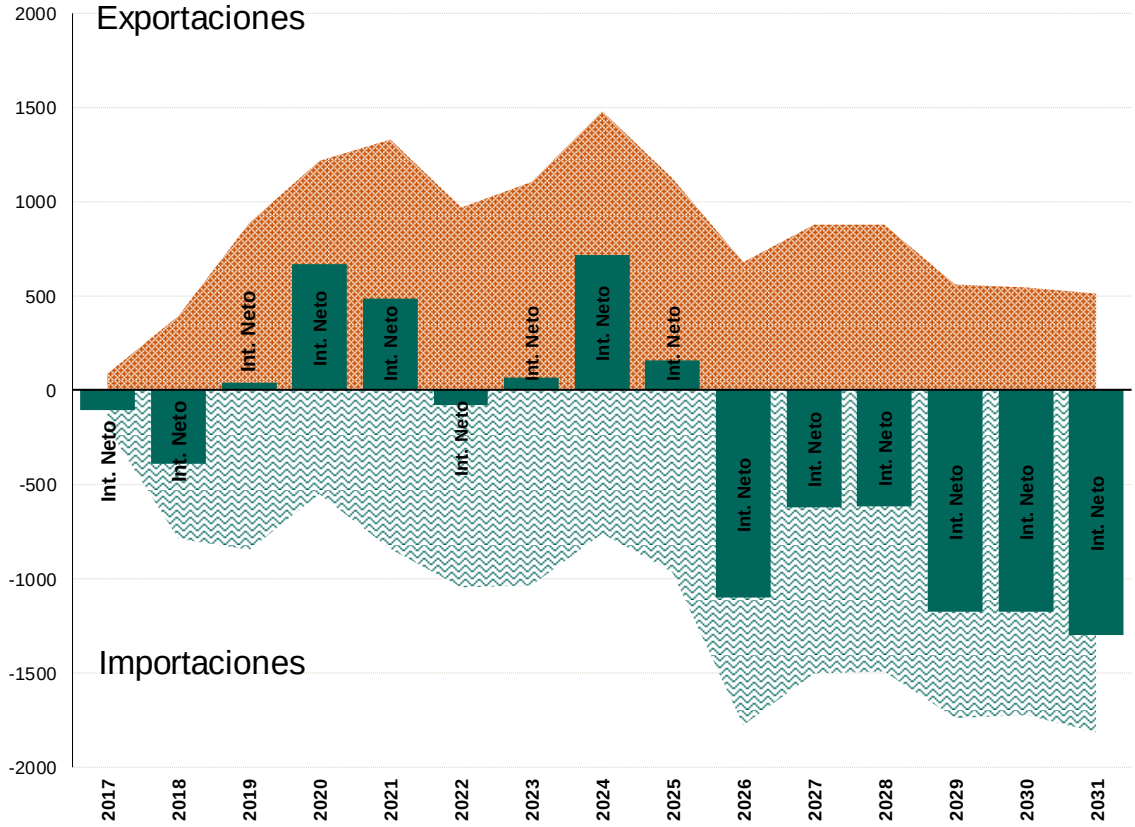
Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

En el Gráfico 7. 5 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario Referencia, dando como resultado una disminución a partir de 2020, ya que las fuentes renovables no tienen costos operativos. La energía producida con estas fuentes no presenta estabilidad en el tiempo, por lo tanto, se dependería mucho de las interconexiones y plantel termoeléctrico de rápida respuesta, para garantizar el suministro de energía. Sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de la producción de gases de efecto invernadero, ya que la generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución producto de esta energía renovable.

Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable

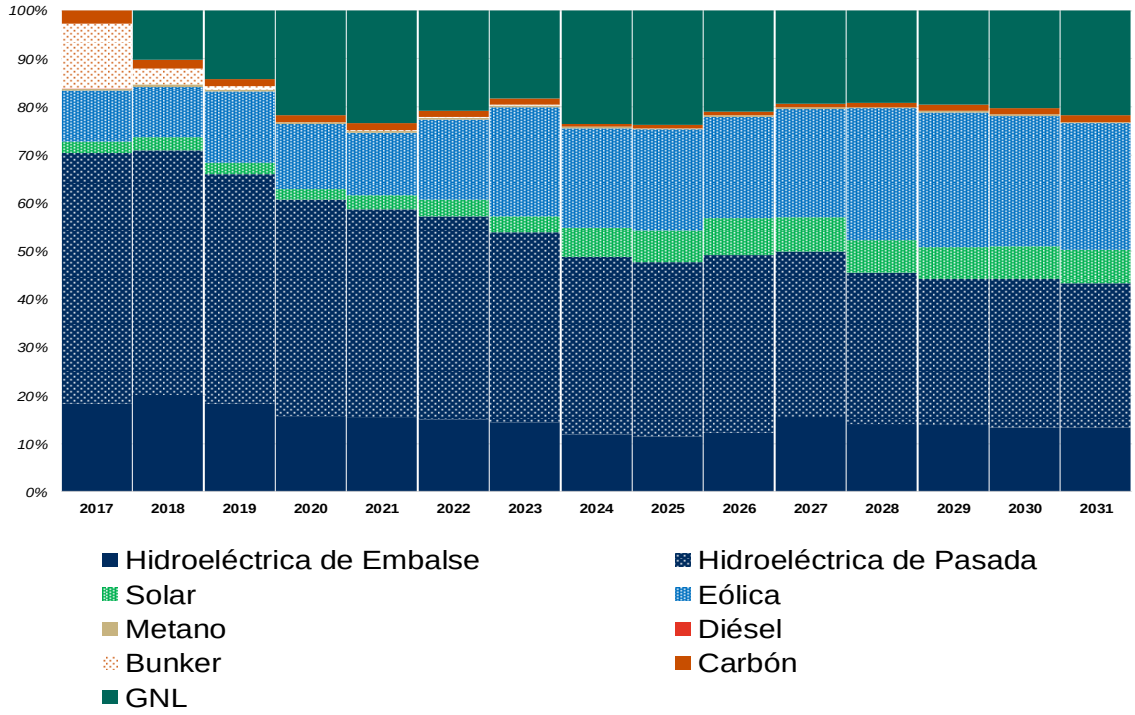


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

En el Gráfico 7. 6 se puede apreciar que al igual que el Escenario Referencia, las exportaciones aumentan producto de fuentes de costos variables nulos, lo que provocaría altos niveles de intercambio hacia Centroamérica.

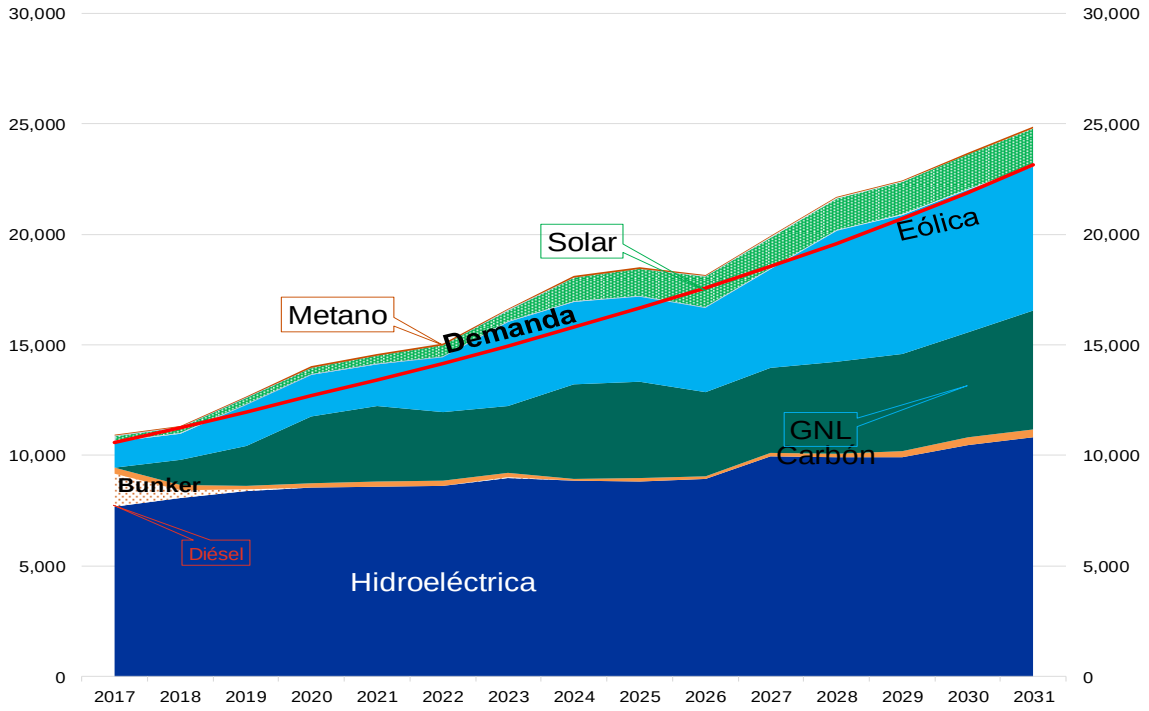
La participación de la generación se muestra en el Gráfico 7. 7. Se puede percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia. Es importante destacar que la generación proveniente de carbón tendría una disminución considerable respecto al Escenario Referencia.

Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Escenario Alternativo

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos similares a los que se contemplan en la actualidad, y sólo se incluyen diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima.

- *Aspectos Técnicos: se considera que los inversionistas que desarrollarían proyectos renovables no convencionales lo realizarían de manera más conservadora con referencia al escenario idealista renovable.*
- *Aspectos Sociales: se considera que la oposición de parte de las comunidades aledañas a los proyectos hidroeléctricos provocaría retrasos considerables en su desarrollo, como, por ejemplo, el proyecto Bocas del Toro Energía que retrasaría su entrada de operación en más de 15 años, lo que lo deja fuera de este escenario.*
- *Aspectos Ambientales: se considera que en base a los acuerdos realizados en Francia en el año 2015 en la COP21 y posteriores a éstas, se estarían implementando leyes en la región para mitigar los efectos de las emisiones de gas invernadero, por lo que proyectos de expansión a base de carbón no serán considerados.*

Este Plan de Expansión de Generación de largo plazo se presenta en la Tabla 7. 8 *y* Tabla 7. 9*.*

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3054MW de capacidad al sistema actual, donde el 7.4% corresponde a proyectos hidroeléctricos (226MW), un 37.1% a proyectos renovables (Eólicos –542MW, Solar –591MW) y el 55.5% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1695MW).

Tabla 7. 7: Costos del Escenario Alternativo

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo
Inversión	2292.14	2120.17
Déficit	0.00	0.00
Operación	2056.61	1979.60
Ambiental	365.85	355.71
Total	**4714.60**	**4455.49**
	Diferencia:	**5.50%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que cambios considerables se dan a partir del año 2024, ya que la expansión toma en cuenta los efectos sociales que retrasan la construcción del proyecto Bocas del Toro Energía fuera del periodo de estudio y al ser éste un proyecto hidroeléctrico de gran impacto se requiere de mayor dependencia de centrales termoeléctricas. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo pueden apreciarse en el Gráfico 7. 9.

Tabla 7. 8: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Alternativo

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biogás	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
1	2021		Solar Zona Coclé 08	9.95		9.95						
1	2021		Solar Zona Coclé 14	10.00		10.00						
1	2021		Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00						
1	2023	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00							
1	2023	Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10.00	10.00							
1	2023	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	28.35							
1	2023		Eólico Zona Coclé 03	74.00			74.00					
1	2024	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64							
1	2024	Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.20	5.20							
1	2024		Solar Zona Coclé 01	8.00		8.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 07	10.00		10.00						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 02	30.00		30.00						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 10	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89						
1	2024		Solar Zona Chiriquí 12	10.00		10.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99						
1	2025	Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	7.61	7.61							
1	2025		Solar Zona Panamá 01	3.00		3.00						
1	2025		Solar Zona Panamá 02	4.00		4.00						
1	2025		Solar Zona Panamá 03	10.00		10.00						
1	2025		Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00						
1	2026		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00					
1	2026		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00					
1	2027		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00								50.00
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00								50.00
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00								100.00
1	2029		CC CNL	400.00								400.00
1	2029		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00								250.00
1	2029		Eólico Zona Chiriquí 02	25.00			25.00					

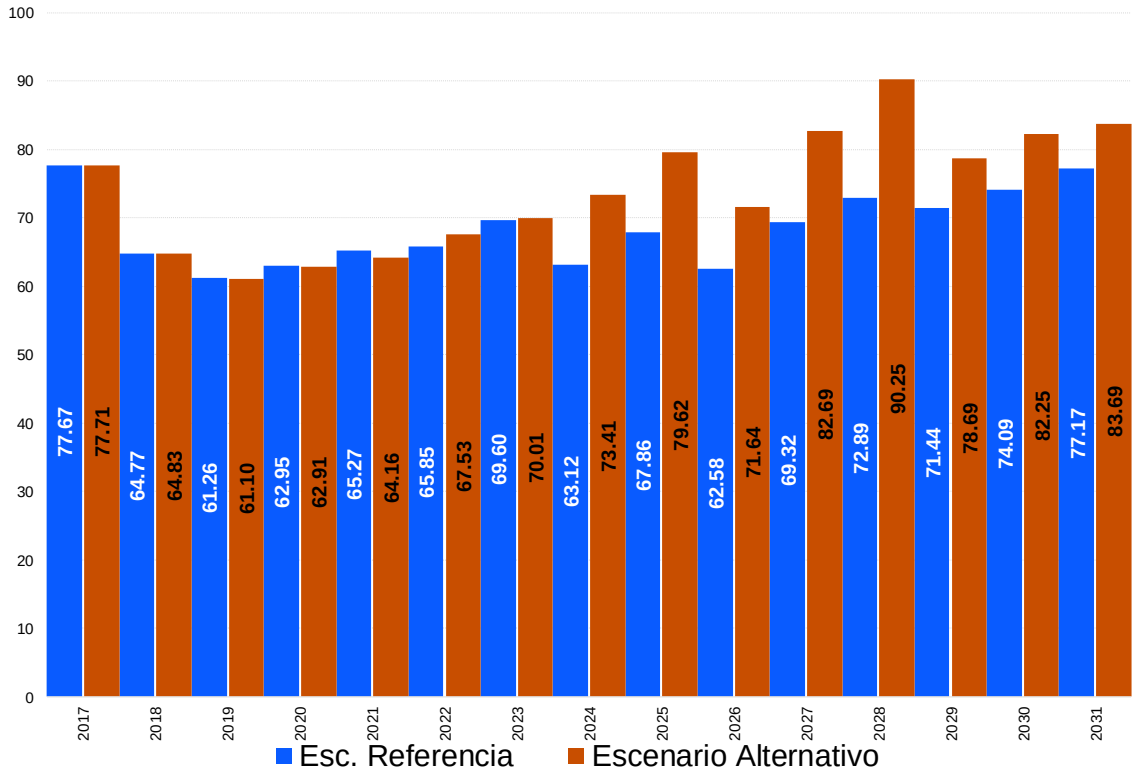
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Tabla 7. 9: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Alternativo (Continuación)

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biogás	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
1	2029		Solar Zona Chiriquí 14	9.90		9.90						
1	2029		Solar Zona Coclé 23	5.00		5.00						
1	2030		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40					
1	2031	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00							
1	2031	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00							
1	2031	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.80	7.80							
1	2031		Solar Zona Chiriquí 01	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 04	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 05	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 06	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Chiriquí 07	10.00		10.00						
1	2031		Solar Zona Coclé 11	130.00		130.00						
1	2031		Solar Zona Coclé 13	9.90		9.90						
				Hidro	**79.60**		**145.97**		**56.80**		**22.80**	
				Solar	**494.30**		**96.43**		**279.50**		**214.80**	
				Eólico	**371.40**		**171.00**		**74.00**		**297.40**	
				Biogás	**0.00**	**2017-2020**	**0.00**	**2021-2025**	**0.00**	**2026-2031**	**0.00**	
				Bunker	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				Diesel	**0.00**		**(55.67)**		**0.00**		**0.00**	
				Carbón	**0.00**		**0.00**		**0.00**		**0.00**	
				GNL	**850.00**		**801.00**		**0.00**		**850.00**	
				Total	**1795.30**		**1158.73**		**410.30**		**1385.00**	

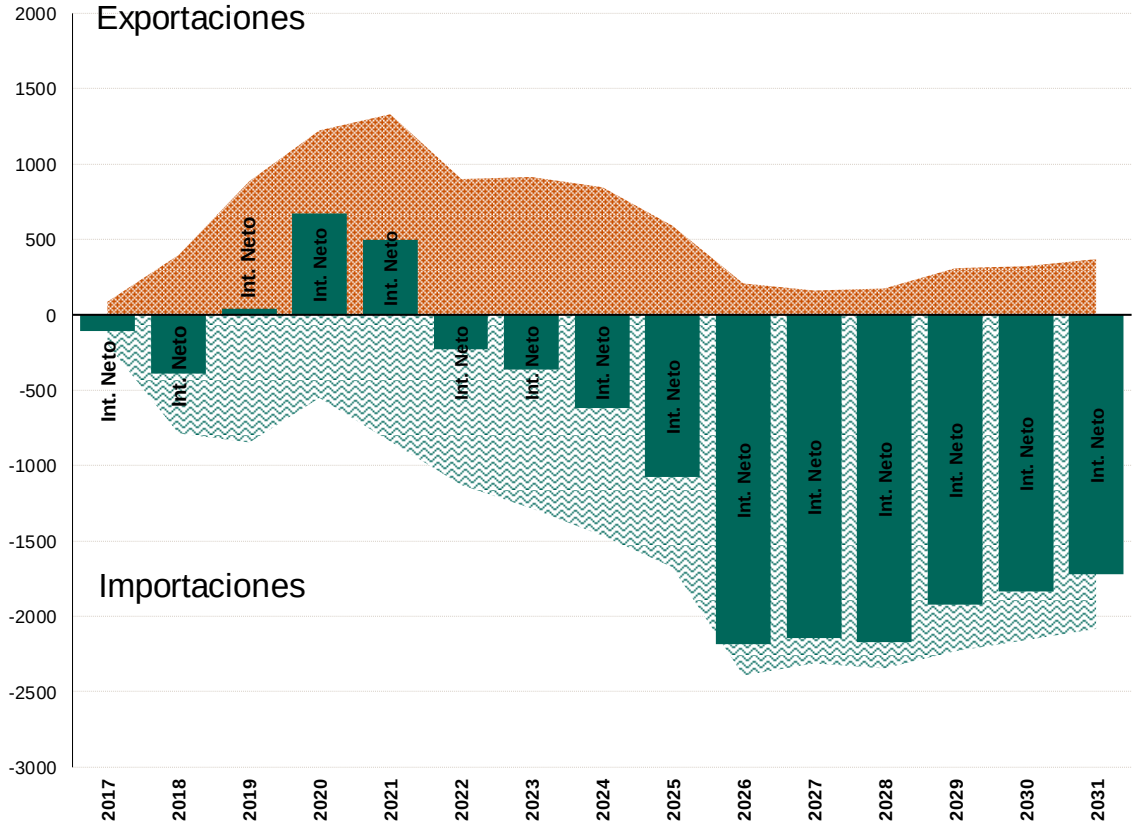
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo

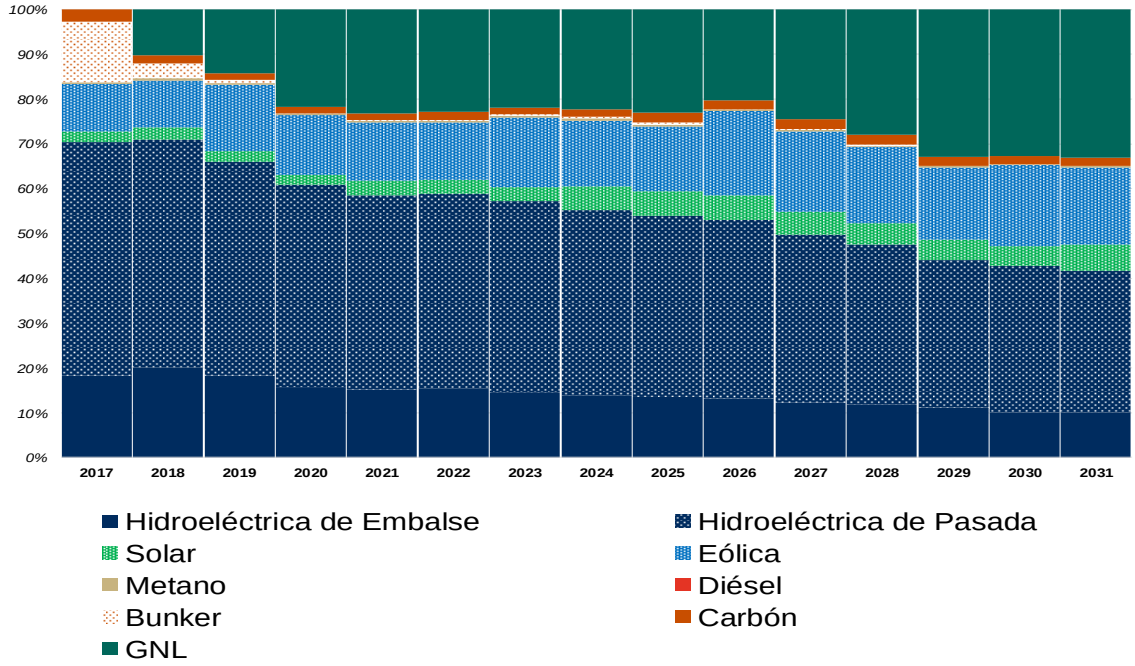


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una importación de energía a precios económicamente competitivos, incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 10.

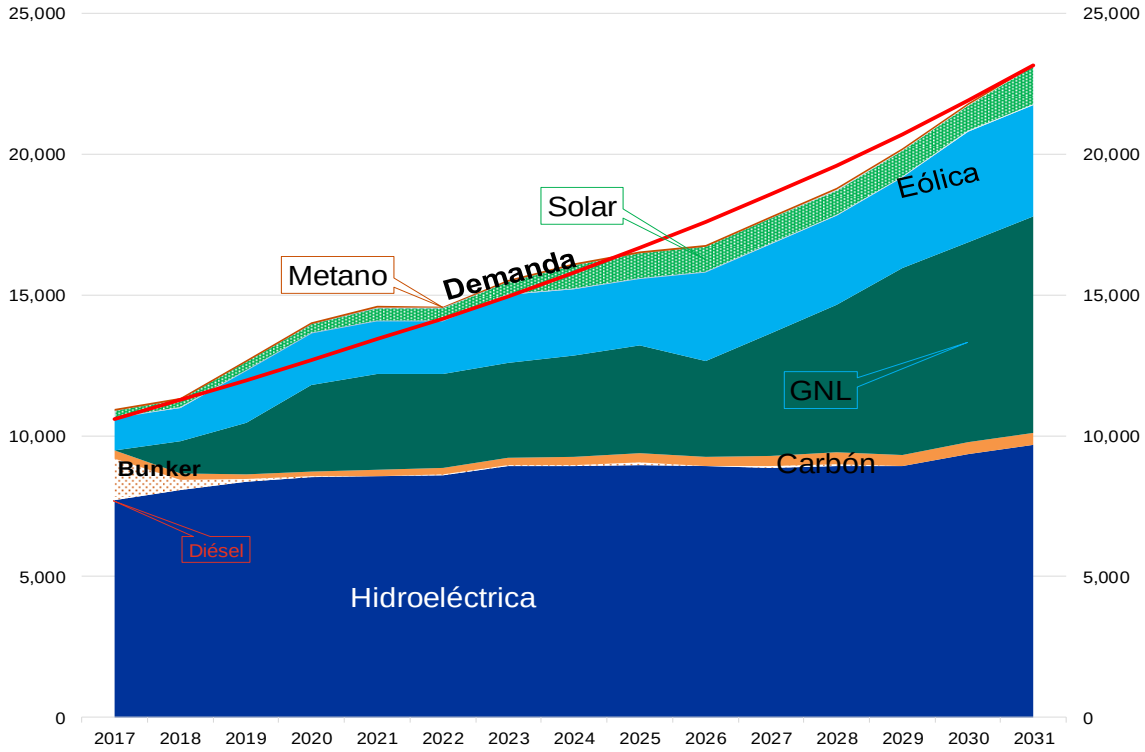
En el Gráfico 7. 11 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de gas natural. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por la central Bocas del Toro Energía a partir del año 2026.

Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Análisis de las Sensibilidades

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluará la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garantizan el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en la Tabla 7. 10

Tabla 7. 10: Sensibilidades Analizadas

Agente Generador	Nombre	Fuente	Capacidad Instalada	Esc. Ref.		Sensibilidad A		Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	
			(MW)	Mes	Año	Mes	Año			Mes	Año
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	GNL	381.00	5	2018	5	2019	Combustibles Altos	SIEPAC 2		
Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Diesel	44.33	12	2018	12	2019				
Electron Investment	Pando	Hidro	32.90	1	2019	1	2020				
UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	Eólico	69.00	1	2019	1	2020				
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	Eólico	102.00	5	2019	5	2020				
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidro	65.30	1	2020	1	2021				
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	GNL	420.00	3	2020	3	2021				
Panamá NG Power, S.A	Telfers	GNL	660.00							4	2020
	CC CNL	GNL	400.00	1	2024					Sale del escenario	
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidro	210.94	1	2026					1	2027
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidro	12.95	1	2026					1	2027
	CC CNL B	GNL	400.00	1	2029					Sale del escenario	

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Sensibilidad A

Este escenario analiza el atraso de un año, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

Tabla 7. 11: Costos de Sensibilidad A.

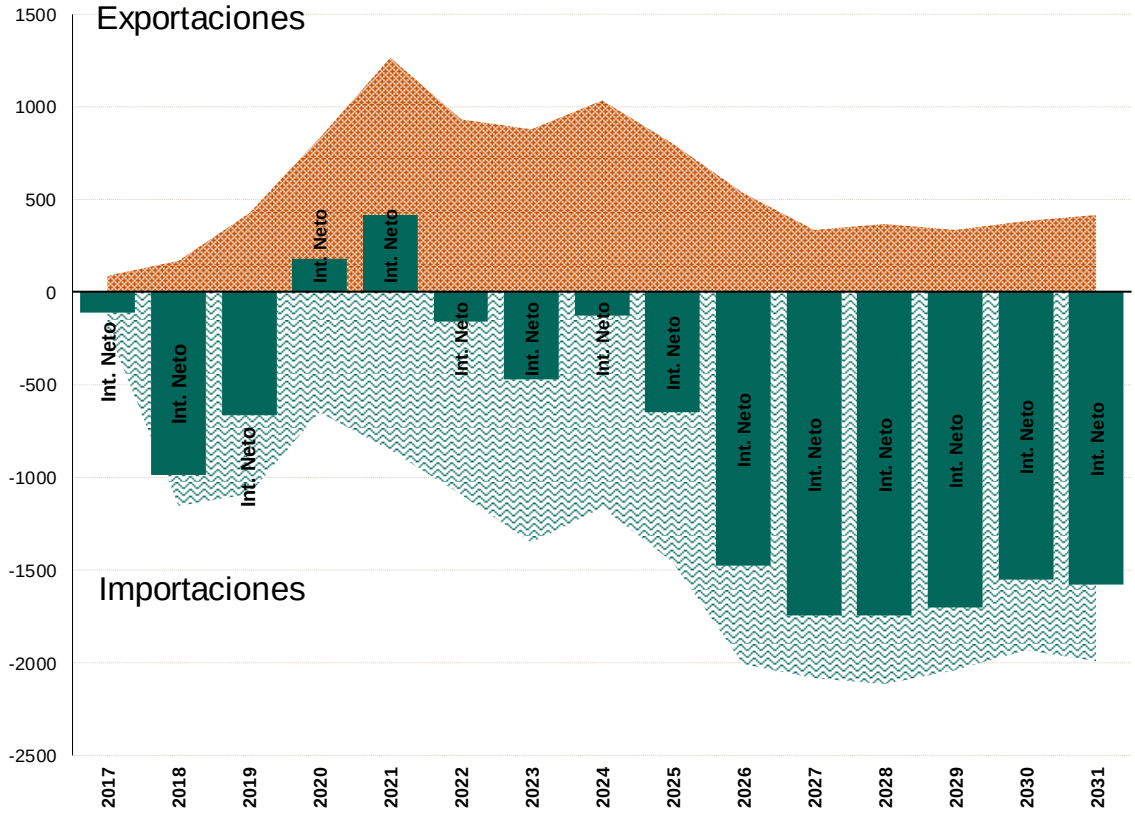
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A
Inversión	2292.14	2172.15
Déficit	0.00	0.00
Operación	2056.61	2012.46
Ambiental	365.85	385.20
Total	**4714.60**	**4569.80**
	Diferencia:	**3.07%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

De acuerdo a lo esperado, el costo marginal aumenta en el periodo de corto plazo, debido a que al no contar con energía proveniente de estos proyectos retrasados se deben cubrir con energía principalmente termoeléctrica.

De igual manera, esto produce un aumento en las importaciones en el periodo de corto plazo en comparación con el caso de Referencia. (Ver Gráfico 7. 13).

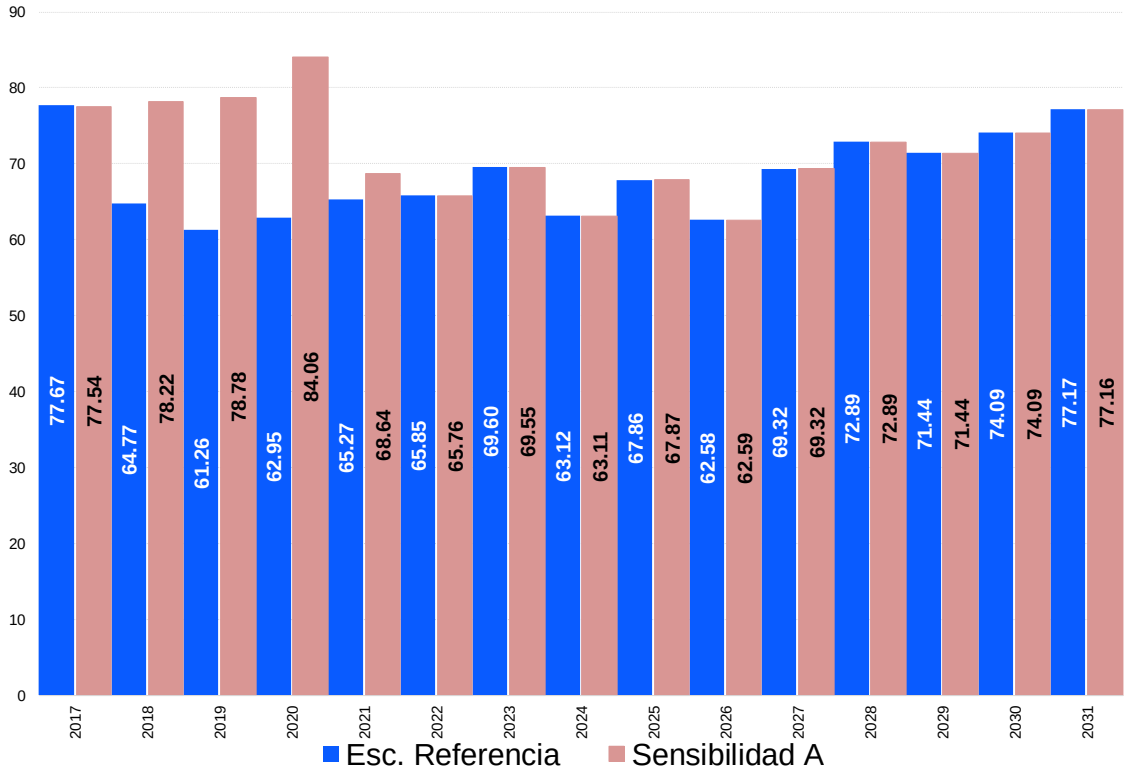
Gráfico 7. 13: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 14, el CMS solamente se ve afectado en el periodo de corto plazo, debido a que el plan de largo plazo es exactamente igual para ambos escenarios. Se observa claramente el efecto de los retrasos de los proyectos en el costo marginal del sistema.

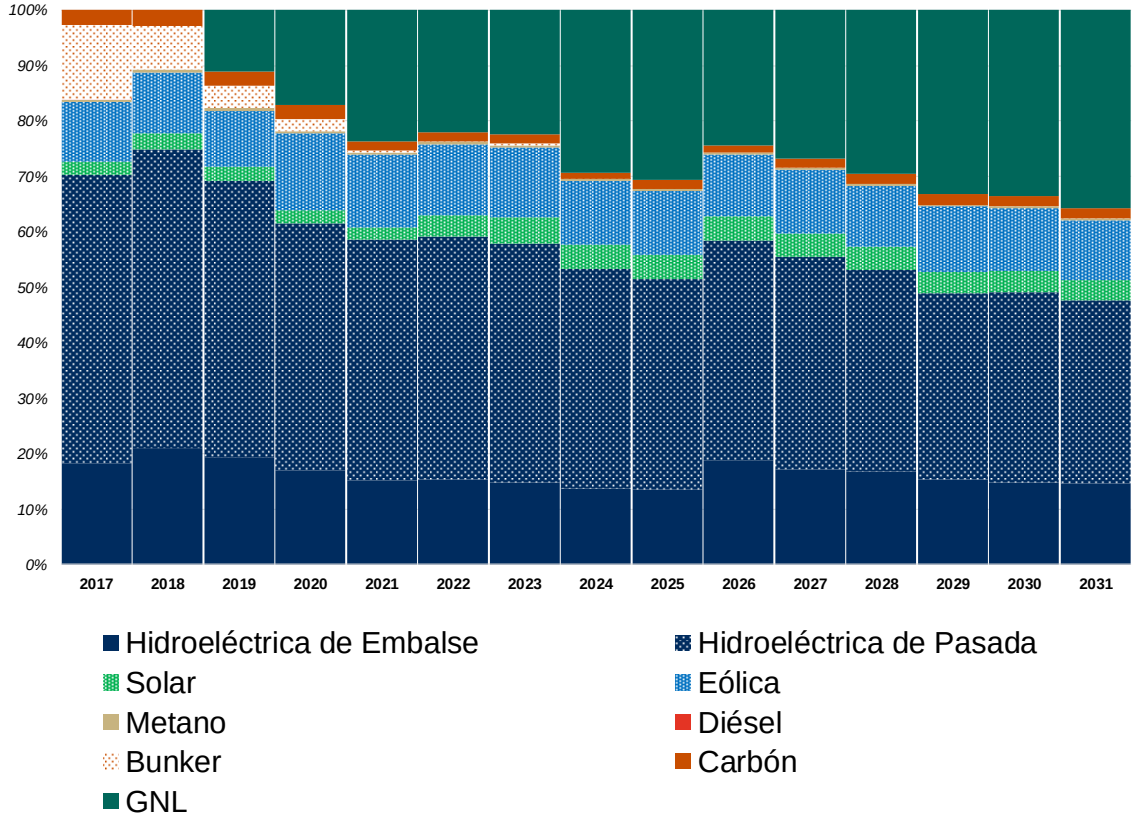
Gráfico 7. 14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

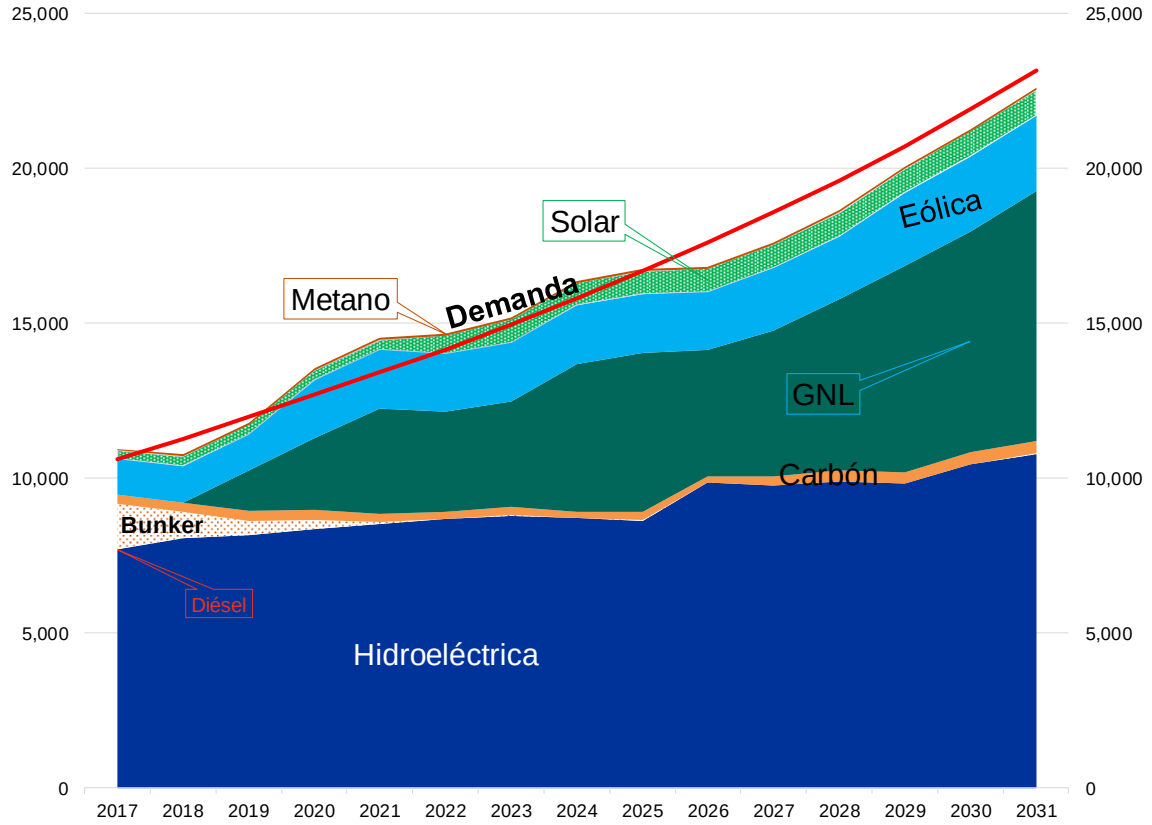
En el Gráfico 7. 15 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. Se observa una mayor generación de termoeléctricas en base a búnker y carbón; estos aumentos superarían los 1500 GWh en el periodo de corto plazo.

Gráfico 7. 15: Participación de Generación de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Sensibilidad B

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación en Panamá.

Tomado en cuenta las constantes y drásticas variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el efecto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

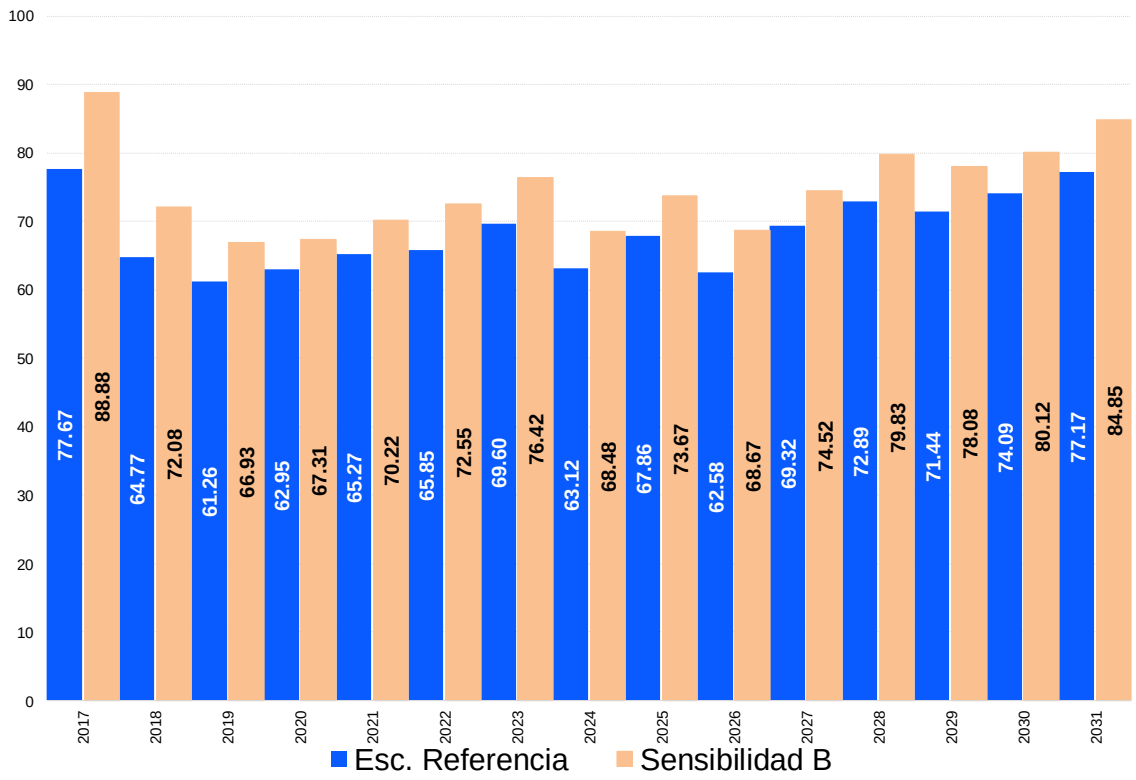
Tabla 7. 12: Costos de Sensibilidad B

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad B
Inversión	2292.14	2292.14
Déficit	0.00	0.00
Operación	2056.61	2206.16
Ambiental	365.85	384.27
Total	**4714.60**	**4882.58**
	Diferencia:	**-3.56%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

El Gráfico 7. 17 refleja un aumento del CMS durante todo el periodo de estudio. La variación en promedio de los costos marginales para todo el periodo de estudio, de presentarse un escenario de precios altos de combustibles, es de un 9.4% con respecto al Escenario de Referencia.

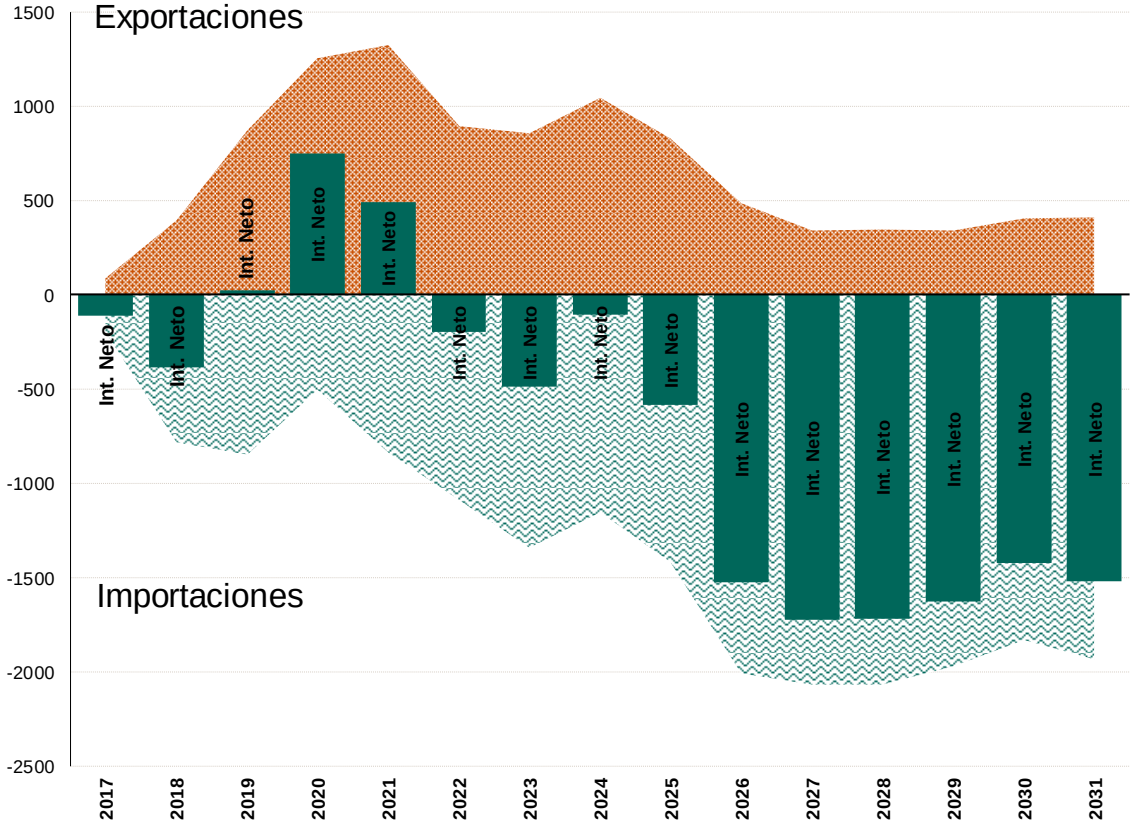
Gráfico 7. 17: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

El aumento en el CMS, no provoca cambios considerables en el comportamiento de los intercambios de energía con respecto al escenario de Referencia. (ver Gráfico 7. 18).

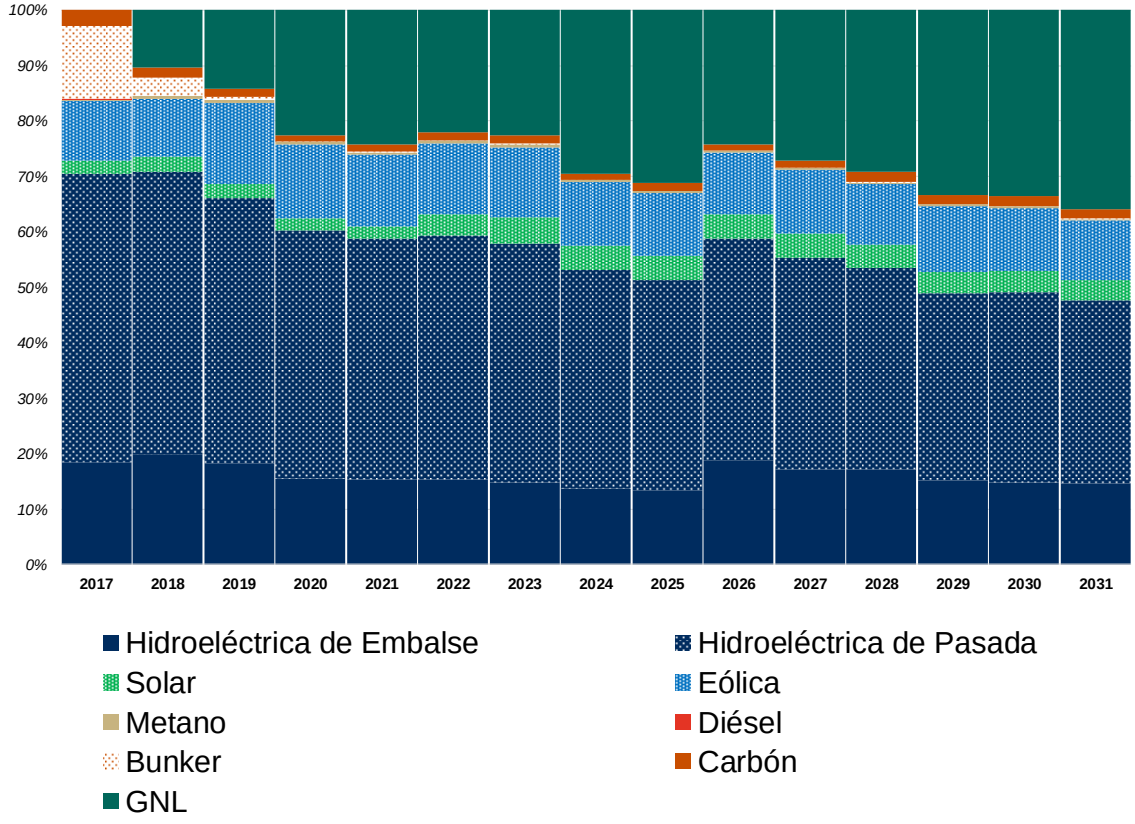
Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

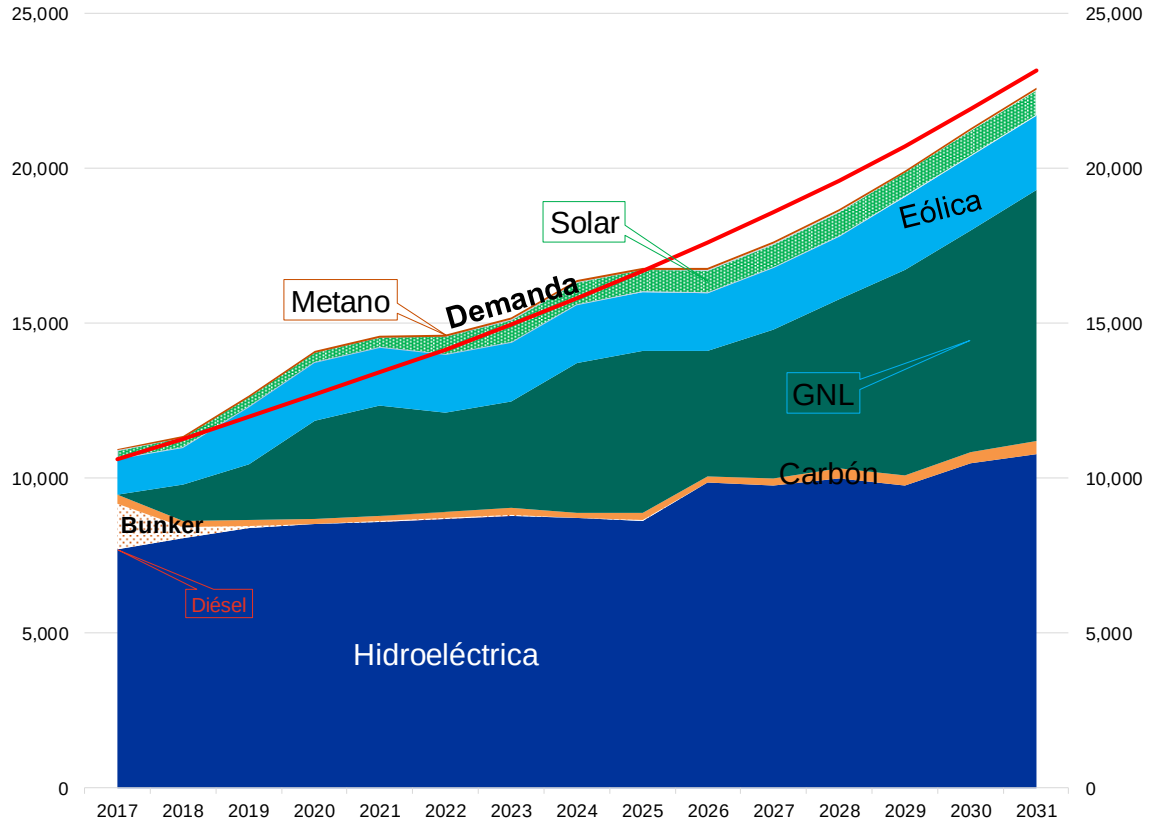
La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 7. 19. Al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país en los primeros años de estudio. Una vez entren en operación las usinas de gas natural la generación toma protagonismo en la matriz energética.

Gráfico 7. 19: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Sensibilidad C

En esta sensibilidad se considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC a partir del año 2025, incrementando en 300 MW la capacidad de intercambio con países centroamericanos para una capacidad total de intercambio de 600 MW.

Ante la posibilidad de incrementar la capacidad de intercambio con los países centroamericanos se desea observar el comportamiento del costo marginal del sistema, los intercambios programados y el porcentaje de participación de la generación bajo estas condiciones.

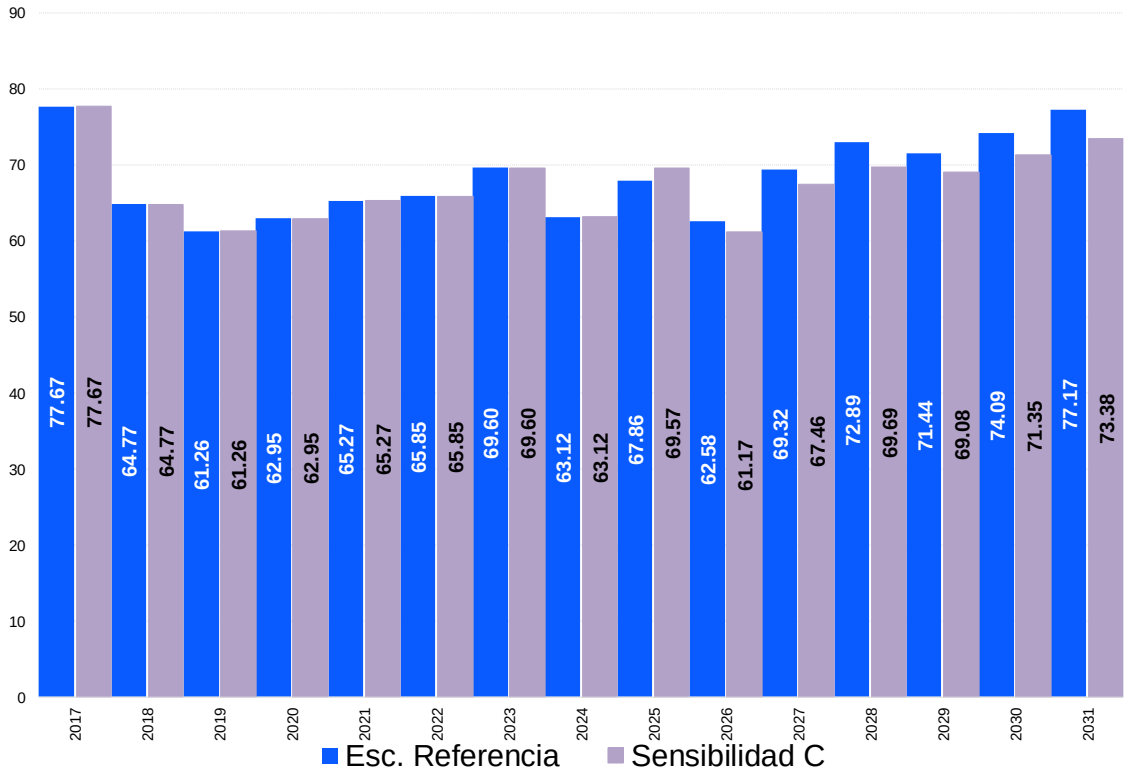
Tabla 7. 13: Costos de Sensibilidad C

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad C
Inversión	2292.14	2292.14
Déficit	0.00	0.00
Operación	2056.61	1945.66
Ambiental	365.85	366.91
Total	**4714.60**	**4604.72**
	Diferencia:	**2.33%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

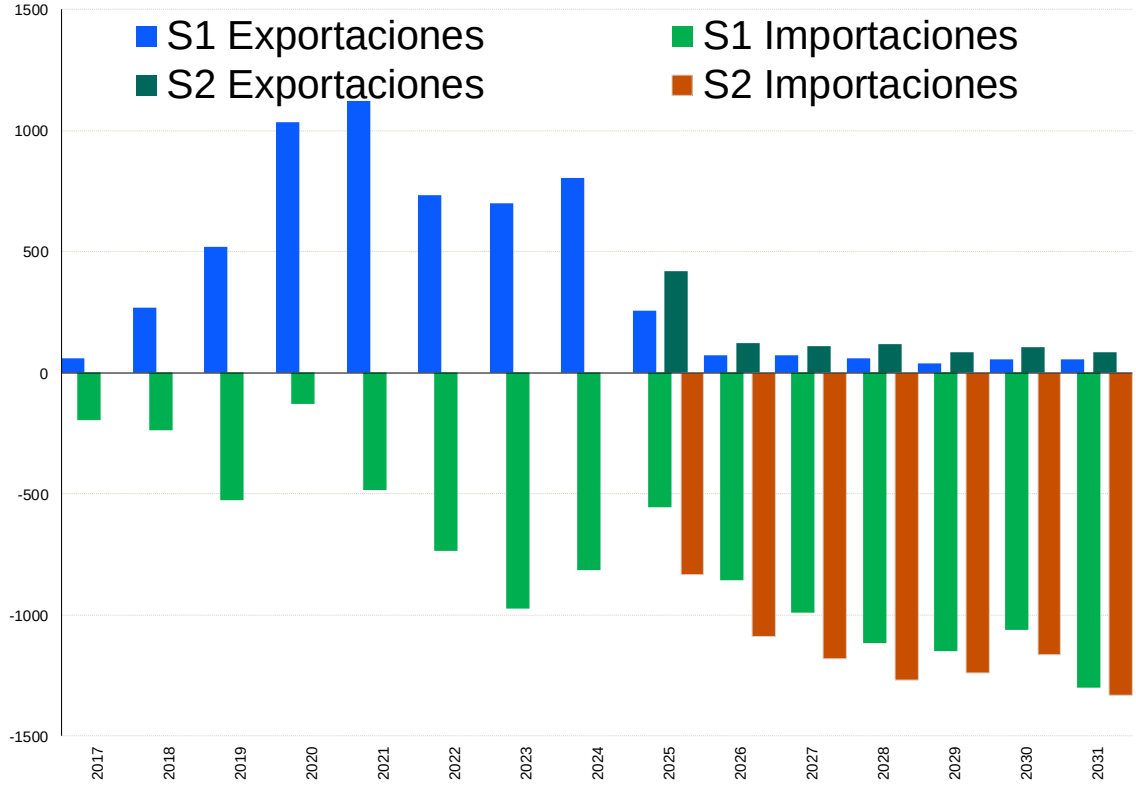
En el Gráfico 7. 21 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad C, se esperaría que se diera una reducción a partir de la fecha donde entra este proyecto de interconexión. Al aumentar la importación se observa un pequeño aumento en el Costo Marginal de Demanda, lo que demuestra la robustez del Plan.

Gráfico 7. 21: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C

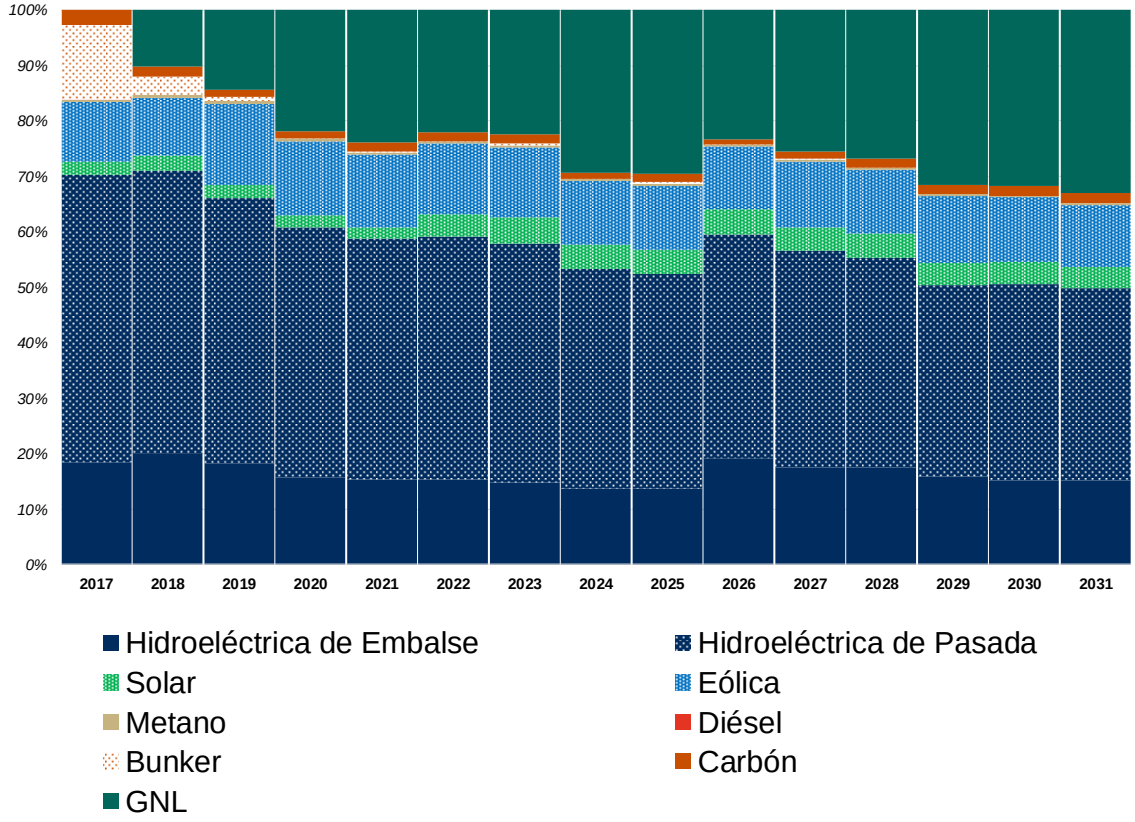


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Los intercambios muestran un aumento en el periodo del 2025 al 2031 de prácticamente el doble de las transacciones. Este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 22.

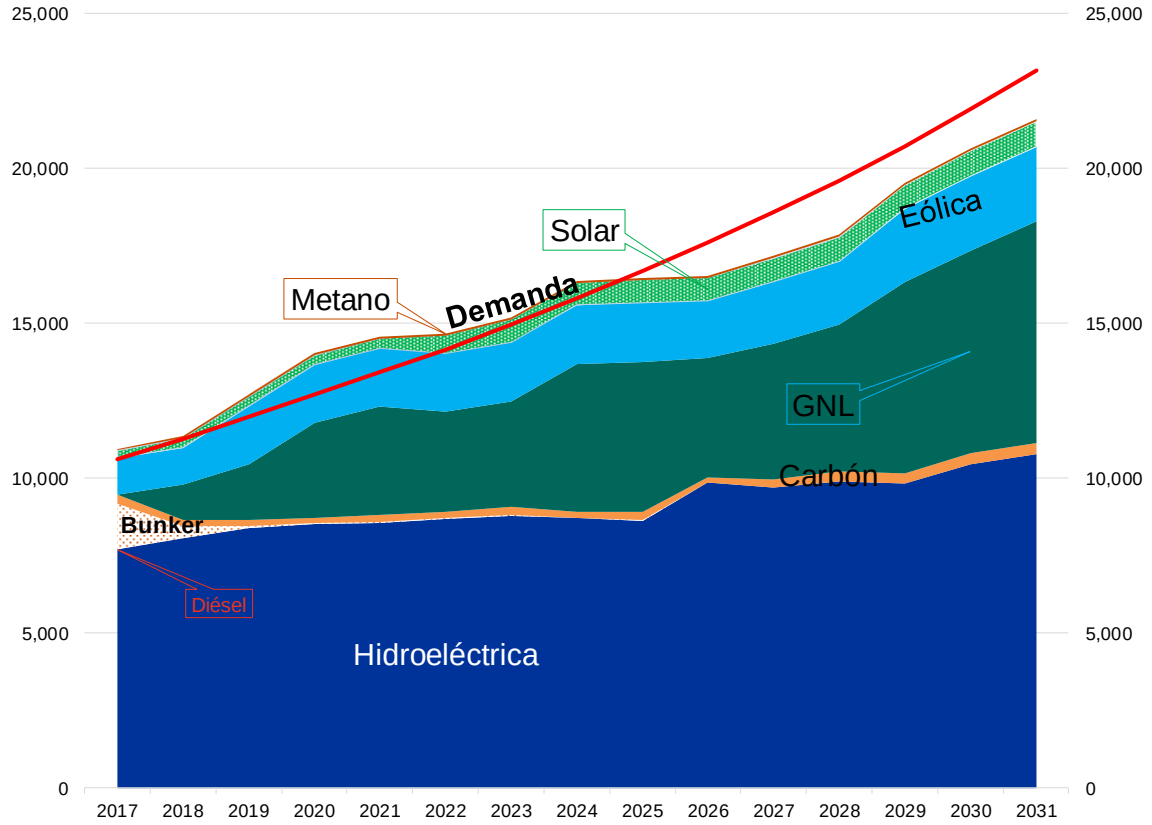
En el Gráfico 7. 23 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

Gráfico 7. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Sensibilidad D

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone la entrada de la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de darse la entrada de este proyecto en abril del año 2020, última fecha proporcionada por los promotores de este proyecto termoeléctrico.

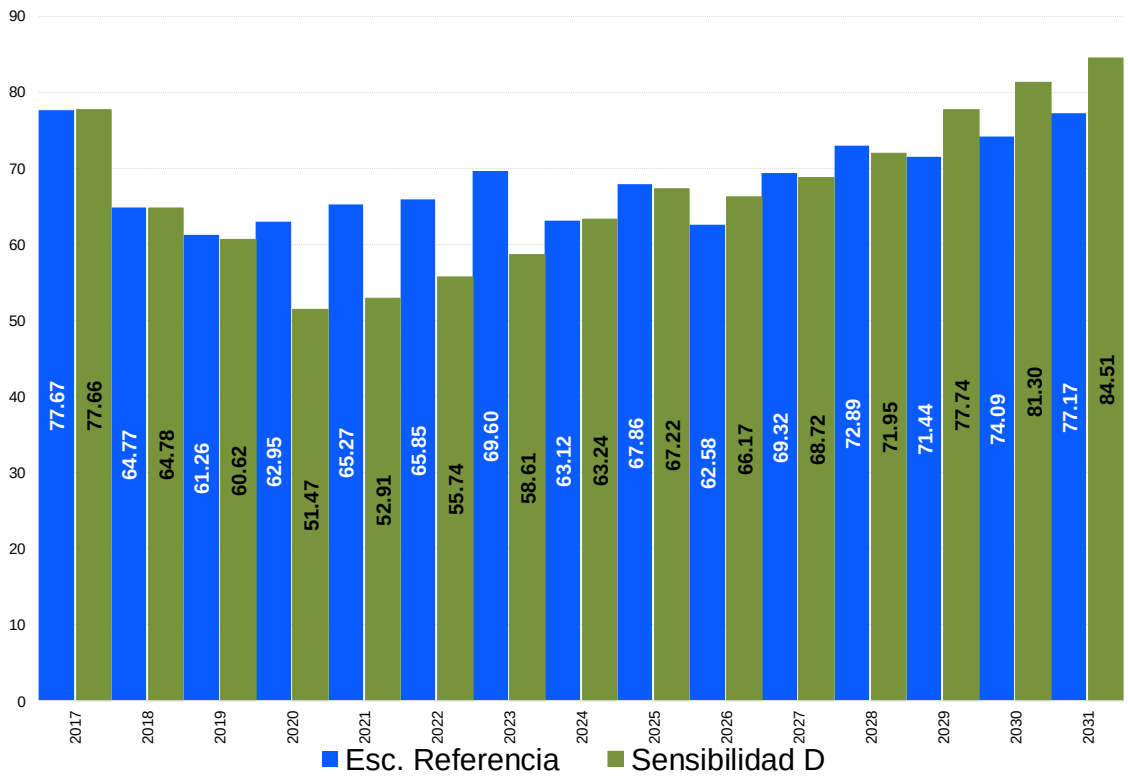
Tabla 7. 14: Costos de Sensibilidad D

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad D
Inversión	2292.14	2131.85
Déficit	0.00	0.00
Operación	2056.61	2261.77
Ambiental	365.85	393.25
Total	**4714.60**	**4786.87**
	Diferencia:	**-1.53%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

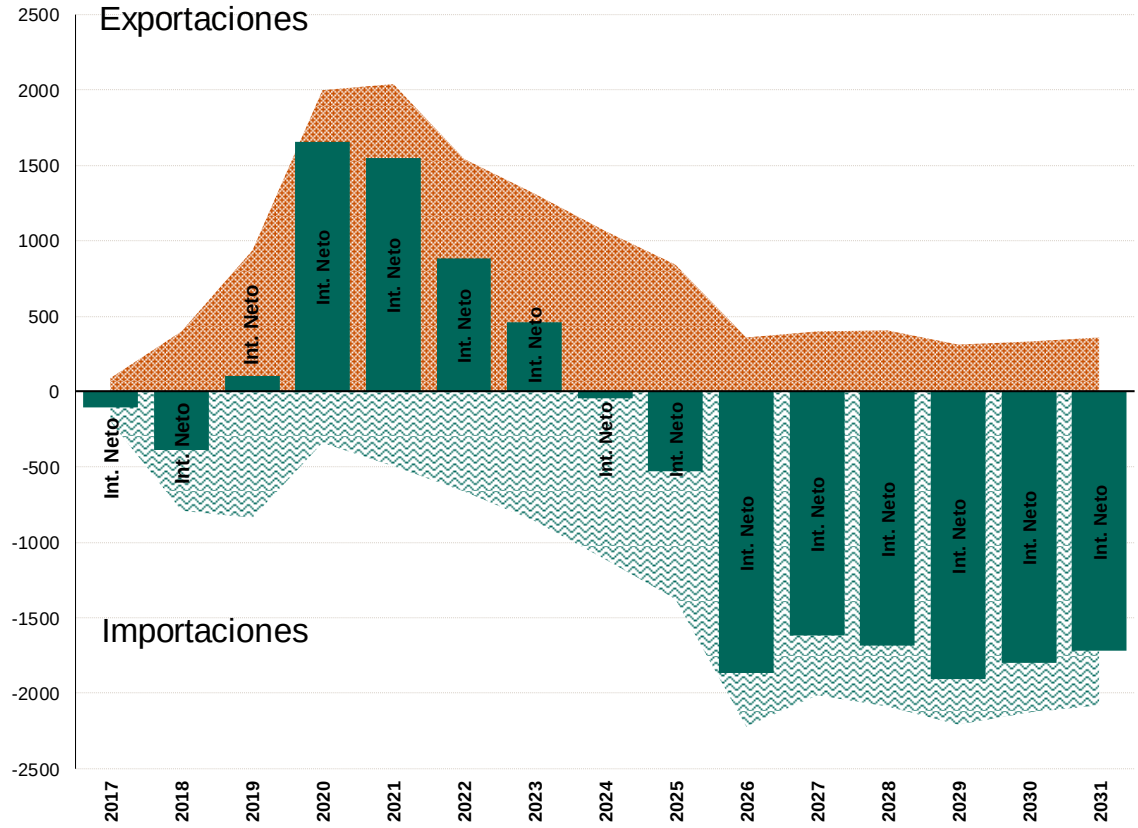
El resultado de esta sensibilidad muestra que de instalarse dicha planta el CMS presentaría una disminución en los cuatro primeros años próximos a la entrada en operación, en promedio la variación sería del 17% en estos cuatro años. (ver Gráfico 7. 25)

Gráfico 7. 25: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D

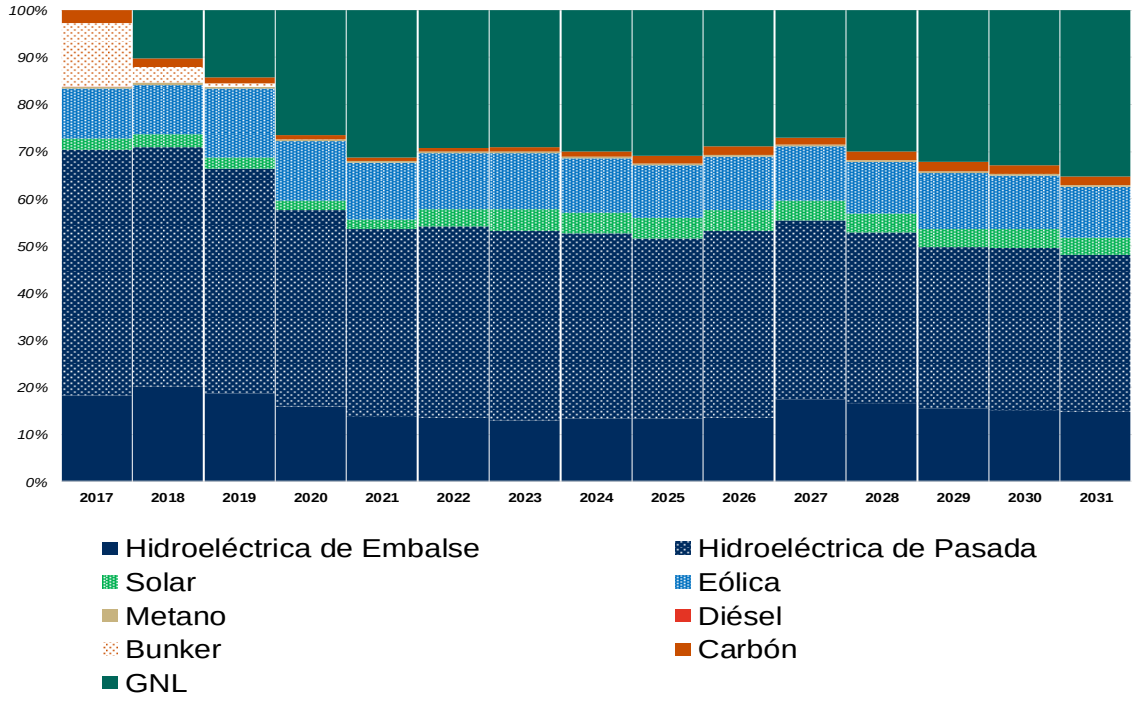


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Por tratarse de una planta cuyos costos operativos son bajos en comparación con el Bunker, Diésel y contar con un excedente de energía en el sistema con la entrada de esta planta, los intercambios muestran un aumento en el periodo del 2020 al 2023, Este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 26.

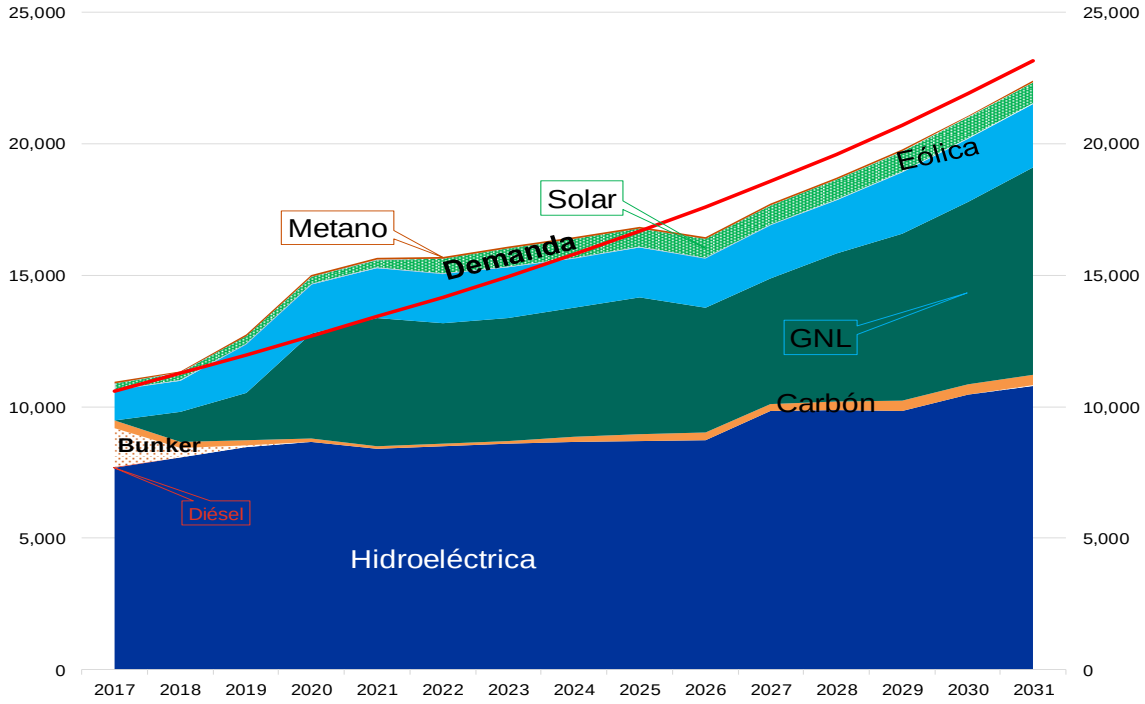
En el Gráfico 7. 27 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta a partir del año 2020 con respecto al Escenario de Referencia.

Gráfico 7. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 7. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Resumen

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias en el período de corto plazo. En las Tabla 7. 15 y Tabla 7. 16 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

En la Tabla 7. 17 se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y costo ambiental (Emisiones de CO2) de los tres escenarios analizados, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

Analizando el costo de inversión se observa que el Caso de Referencia mantienen un grado de inversión mayor a los demás casos dado que dicho caso contempla la entrada de todas las tecnologías estudiadas.

Analizando el costo de inversión se observa que el Escenario Renovable mantiene un grado de inversión mayor al Escenario Referencia por tratarse de un escenario donde se explota gran cantidad del potencial renovable con que cuenta el país. El Escenario Alternativo en comparación con el Escenario de Referencia presenta un resultado ambientalmente mejor debido a la reducción que se presenta al no contar con plantas de Carbón.

En resumen, podemos mencionar, que, con base en los análisis realizados, el Escenario Referencia, al ser un escenario tendencial el comportamiento esperado del sistema, aunque éste presenta en general un panorama más costoso para la implementación efectiva de la mayoría de los generadores, en especial del potencial termoeléctrico a base de gas natural, considerado para la expansión en este plan. Estas conclusiones son consecuentes con los resultados, en donde se observan interesantes factores de planta.

A pesar de que analizando los costos se puede apreciar que el Escenario de Referencia y Renovable presentan una disminución con respecto al Escenario Alternativo, la ventaja que presenta el mismo se ve reflejada en el CMS y la robustez del Plan de Expansión ya que el mismo cumple con la potencia de reserva necesaria.

La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y renovables, no es valorada en todo su impacto, debido a que la metodología utilizada en estos análisis, no contempla todos los beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. De asignarle adicionales beneficios indirectos, a los proyectos renovables, le permitirían representar resultados con una mayor valoración a los beneficios ambientales de este tipo de tecnologías, hecho que se alinea con los recientes acuerdos de la 2015 “United Nations Climate Change Conference”, COP 21.

Tabla 7. 15: Comparación de Planes de Demanda Media

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2017			2018			2019			2020			2021			2022			2023			2024			2025			2026			2027			2028			2029			2030			2031		
Milton Solar	10.26	5	5	5																																								
Vista Alegre	8.22	6	6	6																																								
Los Planetas 2	8.58	7	7	7																																								
J. Brown G5	(34.00)	7	7	7																																							
J. Brown G6	(33.00)	7	7	7																																								
BLM 8	(33.00)	7	7	7																																							
Sol Real	10.78	7	7	7																																							
El Espinal	8.50	7	7	7																																							
Don Félix Etapa 2	7.99	11	11	11																																								
Pocrí	16.00	12	12	12																																								
La Mata	10.00	12	12	12																																								
El Fraile Und 3	1.35				1	1	1																																						
Estrella Solar	4.79				1	1	1																																						
Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00*				4	4	4																																					
Costa Norte I	381.00				5	5	5																																						
Panasolar Generation	9.90				7	7	7																																						
San Andres	9.57				11	11	11																																						
Energyst El Sánchez	44.33				12	12	12																																						
Jagüito Solar	9.99				12	12	12																																						
Pando	32.90							1	1	1																																			
El Alto G4	1.11							1	1	1																																			
Chuspa	8.80							1	1	1																																			
Colorado	6.74							1	1	1																																			
Penonome III	69.00							1	1	1																																			
Toabré Etapa 1	102.00							5	5	5																																			
Burica	65.30										1	1	1																																
La Huaca	11.62										1	1	1																																
Gas To Power Panamá GTPP	420.00										3	3	3																																
Barriles	1.00														1						1																								
Solar Zona Coclé 14	10.00													1	1																														
Solar Zona Coclé 15	10.00														1																														
Solar Zona Coclé 16	20.00														1																														
Eólico Zona Coclé 02	105.00																		1																											
Solar Zona Coclé 08	9.95													1			1		1																											
Solar Zona Coclé 25	30.00													1					1																											
El Recodo	10.00																1				1	1																							
San Bartolo	19.44																					1																					1		
San Bartolo Minicentral	1.00																					1																					1		
Eólico Zona Coclé 01	123.00																					1																							
Eólico Zona Coclé 03	74.00																				1	1																							
Tizingal	4.64																			1				1	1																			
La Herradura	5.20																							1	1							1												
Santa Maria 82	28.35																				1				1				1															
CC CNL	400.00																						1		1												1							
Solar Zona Coclé 01	8.00																1							1	1																			
Solar Zona Coclé 02	40.00																1							1	1																			
Solar Zona Coclé 09	5.00																1							1	1																			

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Escenario Referencia	MW x año	80.33	460.93	220.55	496.92		142.61	84.53	400.00	7.00	252.24	48.81	9.90	490.00	40.24	
Escenario Alternativo	MW x año	80.33	460.93	220.55	496.92	49.95	49.95	113.35	212.39	34.61	168.00	50.00	150.00	689.90	104.40	222.70
Escenario Renovable	MW x año	80.33	460.93	220.55	496.92	41.00	144.95	227.44	690.85	89.69	104.39	438.29	281.60	294.00	54.50	77.69

* Excedente Minera Panamá, S.A. (Autogenerador)

Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Tabla 7. 16: Comparación de Planes de Demanda Media (continuación)

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Solar Zona Chiriquí 08	19.89						1		1 1							
Solar Zona Chiriquí 09	19.89						1		1 1							
Solar Zona Chiriquí 10	19.89						1		1 1							
Solar Zona Coclé 11	130.00								1							1
Solar Zona Coclé 12	9.99						1		1 1							
Eólico Zona Chiriquí 01	19.80									1						
Solar Zona Chiriquí 02	30.00							1	1	1						
Solar Zona Chiriquí 03	10.00							1	1	1						
Eólico Zona Panamá 01	32.00										1					
Solar Zona Chiriquí 06	10.00									1						1
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00											1				
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00												1			
Solar Zona Coclé 23	5.00													1		
Solar Zona Chiriquí 11	19.89							1	1	1						
El Sindigo	10.00										1			1		1
San Andrés II	7.61									1	1	1				
Solar Zona Coclé 07	10.00							1	1		1					
Solar Zona Panamá 01	3.00									1 1	1					
Solar Zona Panamá 02	4.00									1 1	1					
Solar Zona Chiriquí 07	10.00										1					1
Eólico Zona Coclé 04	80.00													1		
CC CNL B	400.00													1		
Solar Zona Chiriquí 12	10.00							1	1		1					
Solar Zona Coclé 17	9.95										1					
Solar Zona Coclé 19	9.95										1					
Solar Zona Coclé 21	9.95										1					
Solar Zona Coclé 22	9.95										1					
Solar Zona Coclé 24	10.00									1	1					
Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94										1	1				
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95										1	1				
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00											1	1			
Eólico Zona Veraguas 01	104.40											1			1	
Solar Zona Panamá 03	10.00									1		1				
Eólico Zona Panamá 02	136.00										1		1			
Eólico Zona Veraguas 02	111.60												1			
Eólico Zona Chiriquí 02	25.00											1	1	1		
Solar Zona Coclé 05	9.00												1			
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00													1		
Eólico Zona Veraguas 03	115.20													1		
Solar Zona Coclé 04	9.00													1		
Solar Zona Chiriquí 13	19.80													1		
Cotito	5.00														1	1
Solar Zona Chiriquí 14	9.90												1	1	1	
Solar Zona Chiriquí 15	19.80														1 1	
Solar Zona Chiriquí 16	19.80														1	
Caña Blanca	7.80															1 1
Solar Zona Chiriquí 01	10.00															1 1
Solar Zona Coclé 10	10.00															1 1
Solar Zona Chiriquí 04	10.00															1 1
Solar Zona Chiriquí 05	10.00															1 1
Solar Zona Coclé 13	9.90															1 1
Solar Zona Chiriquí 17	19.99															1

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Escenario Referencia	MW x año	80.33	460.93	220.55	496.92		142.61	84.53	400.00	7.00	252.24	48.81	9.90	490.00	40.24	
Escenario Alternativo	MW x año	80.33	460.93	220.55	496.92	49.95	49.95	113.35	212.39	34.61	168.00	50.00	150.00	689.90	104.40	222.70
Escenario Renovable	MW x año	80.33	460.93	220.55	496.92	41.00	144.95	227.44	690.85	89.69	104.39	438.29	281.60	294.00	54.50	77.69

* Excedente Minera Panamá, S.A. (Autogenerador)
Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

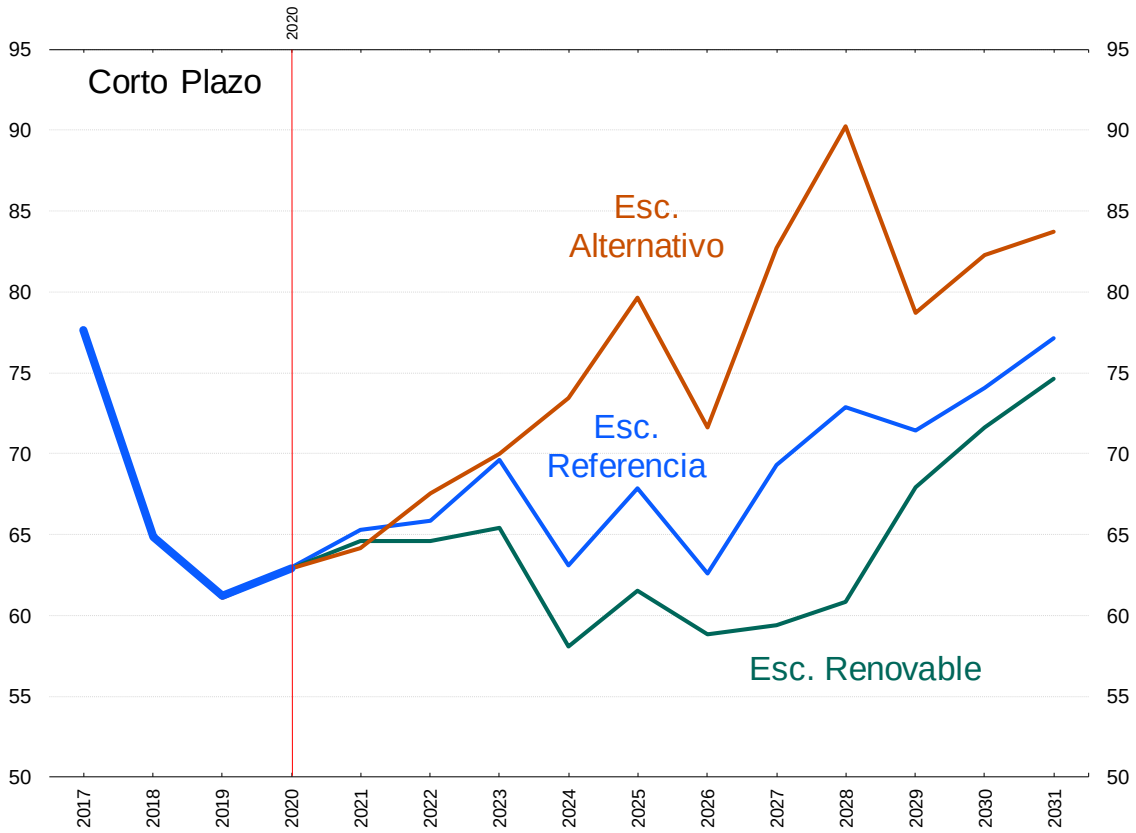
Tabla 7. 17: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovable	Escenario Alternativo
Inversión	2292.14	2870.17	2120.17
Déficit	0.00	0.00	0.00
Operación	2056.61	1785.13	1979.60
Ambiental	365.85	329.79	355.71
Total	**4714.60**	**4985.09**	**4455.49**
	Diferencia:	**-6%**	**5%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Cabe destacar que el Escenario Renovable requiere una cierta cantidad de plantas de reserva, por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales. De igual forma, el Escenario Alternativo tiene implicaciones ambientales que se escapan de este estudio.

Gráfico 7. 29: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

El Gráfico 7. 29 muestra la comparación en los CMS de los tres escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre uno y otro. El comportamiento del costo marginal del Escenario Alternativo es diferente al de los otros dos escenarios, pues presenta costos variables térmicos más altos en comparación con los otros dos escenarios.

En la Tabla 7. 18 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de menor costo es la Sensibilidad A, donde se estudia el comportamiento del sistema si se presenta un retraso en los proyectos, estos resultados de desplazar inversiones en el tiempo que al ser traído al valor presente resultan mucho menores.

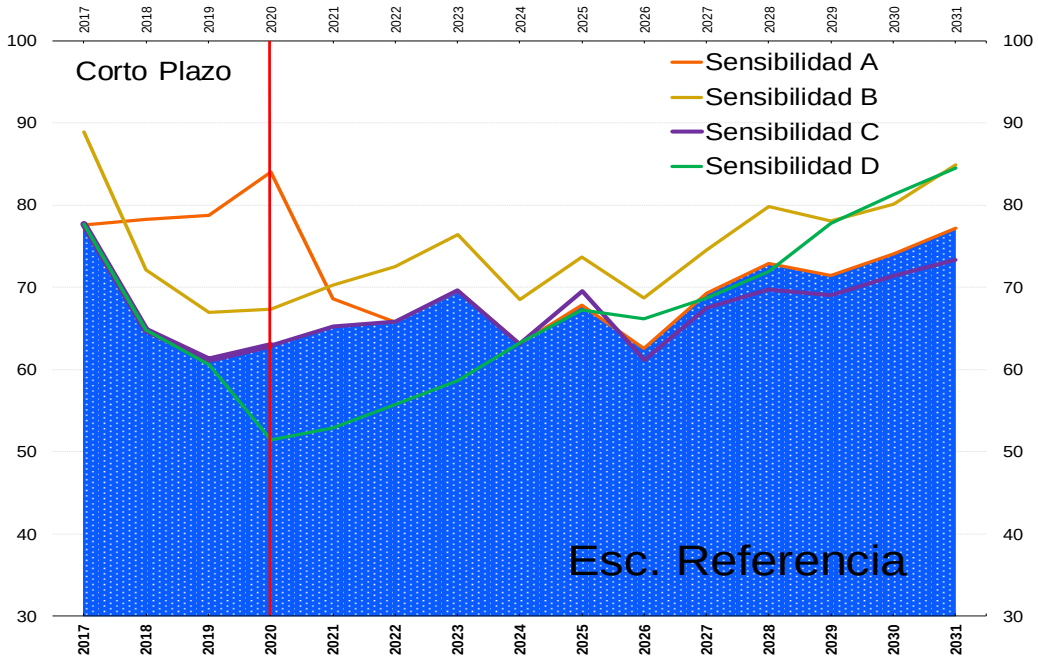
Tabla 7. 18: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D
Inversión	2292.14	2172.15	2292.14	2292.14	2131.85
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	2056.61	2012.46	2206.16	1945.66	2261.77
Ambiental	365.85	367.51	364.73	354.35	393.25
Total	**4714.60**	**4552.11**	**4863.04**	**4592.16**	**4786.87**
	Diferencia:	**3.45%**	**-3.15%**	**2.60%**	**-1.53%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

El Gráfico 7. 30 muestra el resultado de los CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus el Escenario de Referencia, donde se aprecia que la Sensibilidad A presenta un mayor costo marginal del sistema en comparación como los demás. A pesar que la Sensibilidad A tiene el menor costo de todas, se paga el precio de un costo marginal más alto en el corto plazo, inclusive por encima de la Sensibilidad de precios altos de combustibles.

Gráfico 7. 30: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá (ICP)

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ S.A. -ICP-

8

Capítulo 8
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ (ICP)

En esta sección, se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 400 MW de intercambio proveniente de Colombia en enero de 2021, con el objeto de observar el comportamiento que presentaría tanto el costo marginal como las exportaciones e importaciones, producto de la integración del Mercado Andino.

Objetivo

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como de la Comunidad Andina vienen realizado importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultado de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Comunidad Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para viabilizar un proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios de pre-factibilidad motivó en 2007 la creación en Panamá de la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), la cual tiene como accionistas principales a ETESA e ISA (50% cada uno). Desde entonces, y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ICP ha venido desarrollando durante los últimos años diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de consultorías especializadas sobre temas relevantes como la ingeniería básica, el diagnóstico ambiental de alternativas, la viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

Descripción

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la Subestación Panamá II (provincia de Panamá) hasta la Subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC) (ya madura en el mundo, pero nueva en la región), la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Figura 8. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso

Referencia: ICP.

En la Figura 8. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la Subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto se hace la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la Subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para atender el crecimiento de la demanda), constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por exportación de energía.

Ventajas Técnicas del Proyecto

El desarrollo de la interconexión eléctrica supone un reto técnico importante dadas las especiales características de la región, la distancia entre los puntos de conexión y las condiciones de los sistemas.

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la alternativa en corriente directa - HVDC no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental.

Tratándose de una nueva tecnología para la región (ampliamente usada en el resto del mundo), se han realizado todos los estudios eléctricos de detalle, y se cuenta con los pre diseños y las especificaciones básicas del proyecto y los equipos.

Ventajas Económicas del Proyecto

La integración de las regiones conduce a la optimización de recursos y la asignación eficiente de costos, lo cual incide de forma positiva en el desarrollo social y económico de los países. De manera particular, la interconexión ofrece a Colombia y Panamá una alternativa de exportación de energía que permite aprovechar su oferta disponible y brindar mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva. A través de la interconexión, cada país tendrá acceso a fuentes de generación económicas (disponibles al otro lado de la

frontera), lo cual contribuirá a la reducción de los costos de energía en el mediano plazo y al ahorro de combustible. El proyecto permitirá además mejorar la calidad en la prestación del servicio, fortalecer la confiabilidad de los sistemas y asegurar una asistencia recíproca en caso de emergencia.

Duración de la Ejecución del Proyecto

A partir del momento en que se tenga un corredor ambiental aprobado y viabilizado, el desarrollo de las actividades siguientes (Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), diseño, licencia, fabricación de estaciones, construcción y montaje de línea y cable) tomará 48 meses (hasta la fecha de entrada en operación del proyecto).

Figura 8. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones.

Referencia: ICP.

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables a nivel mensual durante el período de estudio.

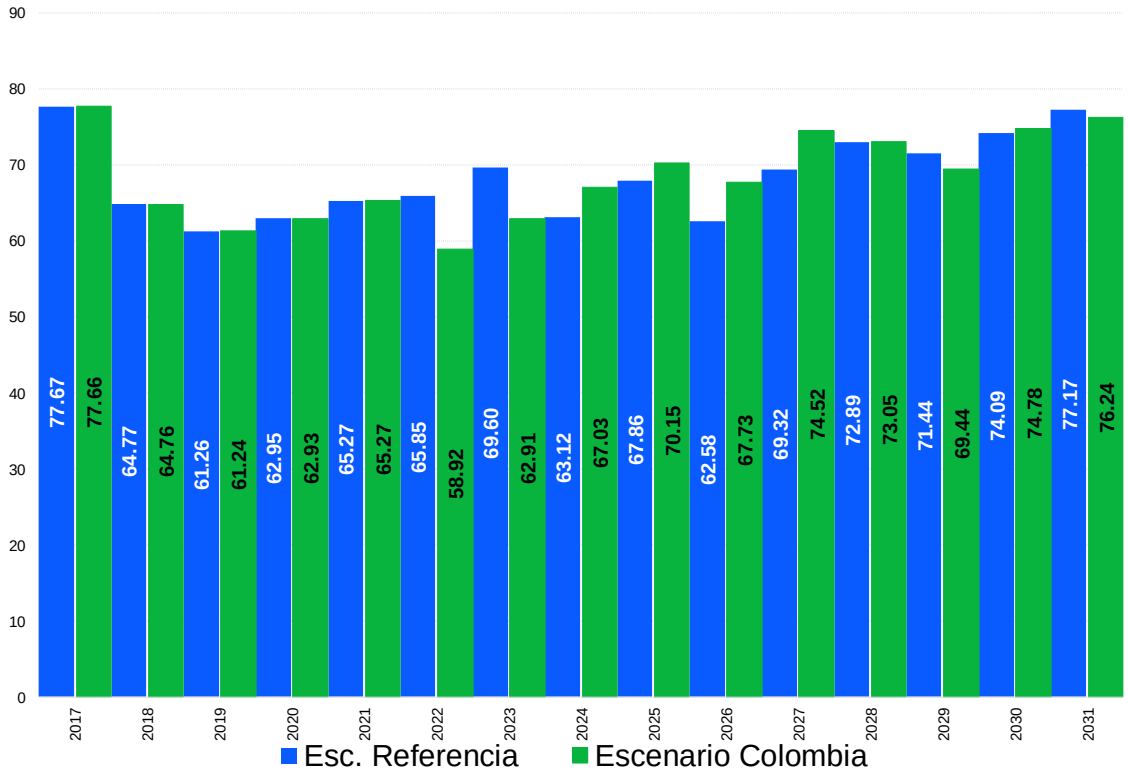
Para la representación del mercado eléctrico de Colombia simplificada, se consideró una unidad virtual y una demanda en un nodo frontera.

Escenario con Colombia

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2022 como su fecha de entrada en operación.

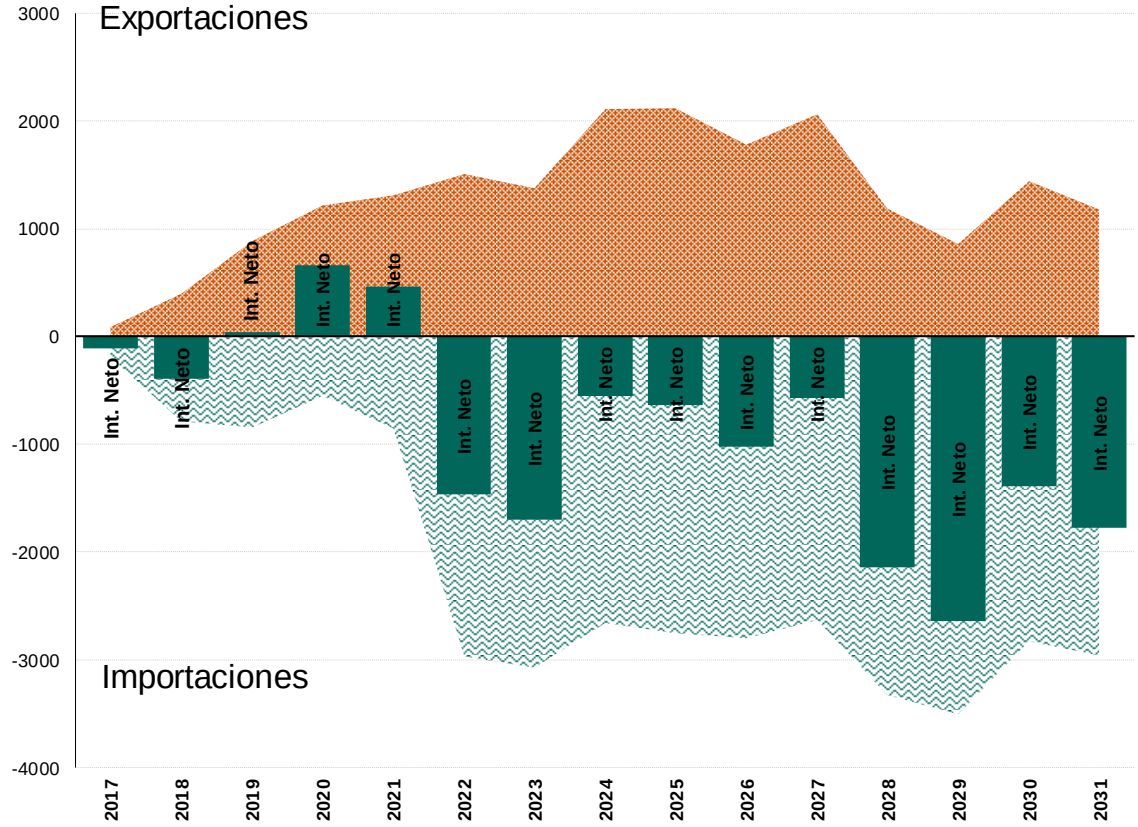
Como se muestra en el Gráfico 8. 1, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce una variación en el CMS, producto del intercambio con la entrada de esta interconexión, el cual permitiría unir el Sistema Andino y Centroamericano.

Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Gráfico 8. 2: Intercambios del Escenario con Colombia

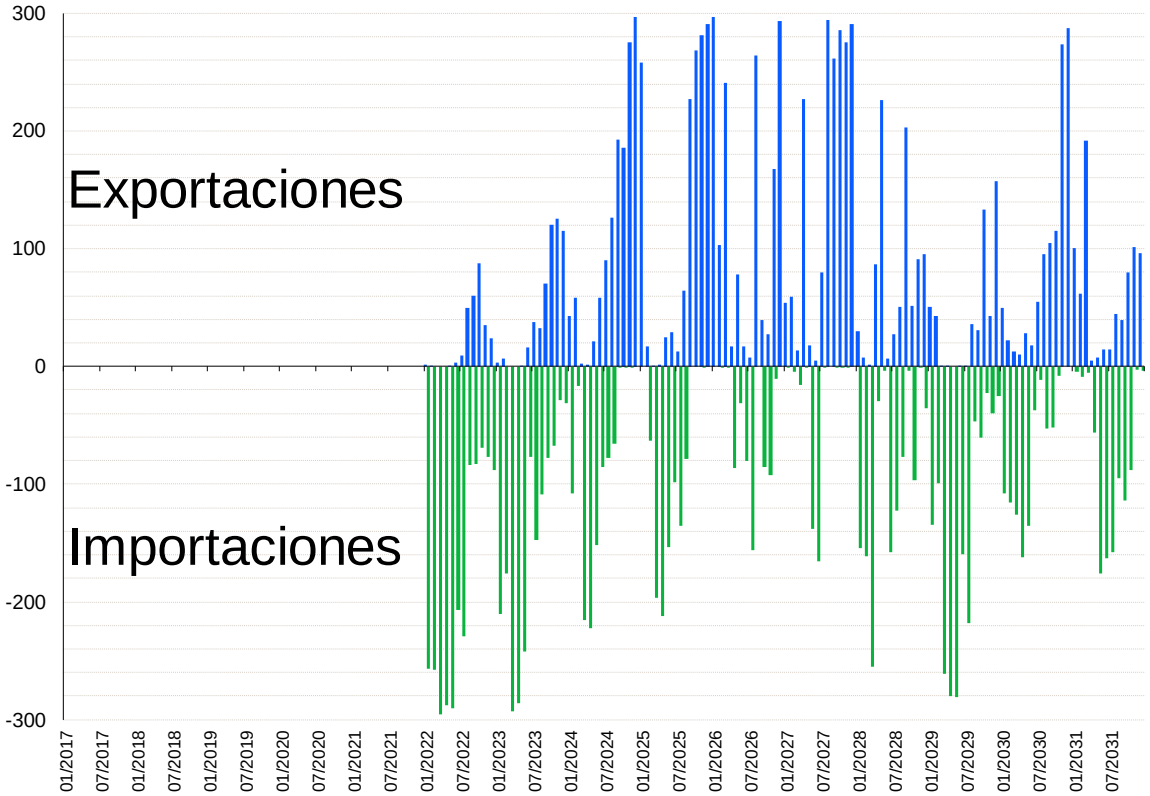


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Panamá tendría un estatus de importador de energía como se muestra en el Gráfico 8. 2.

El Gráfico 8. 3 ilustra la estacionalidad de estas transferencias. La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos. De igual forma, esto puede ser el resultado de la instalación de grandes plantas hidroeléctricas en la región centroamericana, como es el caso de la central Diquis en Costa Rica la cual puede representar grandes volúmenes de energía para intercambio en las épocas lluviosas. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos.

Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Conclusiones

9

Capítulo 9
CONCLUSIONES

Las políticas energéticas a nivel global tienen como retos principales, la garantía del suministro energético ante los crecientes efectos inmediatos del cambio climático. Panamá viene desarrollando avances muy importantes con respecto a ambos temas.

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento esperado de las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en febrero de 2017.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, o sea nuevas fuentes renovables y no convencionales que permitan disminuciones en el CMS.

Basados en los análisis y proyecciones del modelo, bajo los cuales se realiza el Plan Indicativo de Generación, se hace innegable que, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo.

Se incorpora el Gas Natural a la Matriz energética Nacional, el cual, además de ser una fuente no tradicional, es un recurso no renovable pero que es más económico que el búnker y Diesel, con el que se puede obtener precios finales de energía muy competitivos; por otro lado, con respecto al carbón, la ventaja de que las emisiones de efecto invernadero del gas natural son menores a las producidas en el proceso de generación de energía eléctrica con carbón.

La entrada de las plantas renovables no convencionales de tipo fotovoltaico y eólicas producen un efecto importante en los costos marginales de operación dentro del Plan, tal como pudo observarse en los resultados del Escenario Renovable. Sin embargo, se debe considerar que, por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas y solares, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe contar con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos. Conceptos, no totalmente contemplados en las herramientas informáticas utilizadas, en la simulación de este análisis económico de mínimo costo.

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud.

Adicionalmente se estudia un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en los análisis del estudio; y la sensibilidad ante el posible ingreso de la central termoeléctrica Telfers.

Se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2020. Adicional se consideró el análisis de una sensibilidad contemplando el segundo circuito del proyecto SIEPAC con el inicio en el año 2025, se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio.

Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud. Además, la interconexión regional permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes de energía eléctrica.

Se analizó un escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2022. Aunque actualmente existe mucha incertidumbre con respecto a cómo se desarrollará este proyecto, el mismo muestra tener un impacto importante, tanto en nuestro país, como a nivel regional.

ANEXO III-1
PLAN DE INVERSIONES
2017-2026

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2017
1	**TOTAL**	**35,730**	**39,288**	**255,187**	**275,567**	**289,882**	**243,618**	**158,648**	**152,957**	**145,811**	**79,227**	**96,025**	**66,181**	**1,838,120**	
2															
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**	**30,596**	**25,984**	**235,396**	**219,670**	**193,381**	**74,963**	**764**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**780,754**	
4	**TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV**	**5,163**	**11,379**	**233,554**	**127,961**									**378,057**	
5	L/T VELADERO-LL.SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO. 1200 ACAR	5,107	10,533	180,633	122,097									318,370	31/10/17
6	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	16	230	13,053	1,477									14,776	28/2/17
7	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	13	197	15,520	1,696									17,426	28/2/17
8	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	12	136	17,264	1,872									19,284	31/10/17
9	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	15	283	7,084	819									8,201	31/10/17
10	**LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**	**11,037**	**5,306**	**0**	**3,958**									**20,301**	
11	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	6,212	5,306		3,958									15,476	30/11/17
12	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	2,923												2,923	30/11/17
13	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	1,902												1,902	30/11/17
14	**NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV**	**10**	**3,622**	**1,823**	**17,556**	**9,265**								**32,276**	
15	L/T MATA DE NANCE-BOQ-PRO (DOBLE CTO)-FRONT 230 KV 1200 ACAR				17,556	9,265								26,821	31/7/19
16	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	10	2,296	1,192	0									3,498	31/7/19
17	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV		1,326	631	0									1,957	31/7/19
18	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA**	**4,409**	**5,222**		**166**									**9,797**	31/12/17
19	**ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA**	**9,977**	**455**		**0**									**10,432**	31/7/17
20	**ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA**				0	**4,966**	1910	**764**						**7,640**	30/8/20
21	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR**				**15,313**	**5,119**	**2,270**							**22,702**	30/8/19
22	**SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR**				**13,013**	**6,474**	**2,165**							**21,652**	30/8/19
23	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)**				**6,848**									**6,848**	31/5/18
24	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)**				**11,932**									**11,932**	30/4/18
25	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV**				**369**	**9,510**	**3,293**							**13,172**	31/3/20
26	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV**				**502**	**7,700**	**3,122**							**11,324**	31/3/20
27	**ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV**				**173**	**2,416**	**862**							**3,451**	31/3/20
28	**ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV**				**251**	**13,296**	**3,387**							**16,934**	31/10/19
29	**ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV**				**347**	**8,709**	**2,264**							**11,320**	31/10/19
30	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV**				**800**	**10**								**810**	31/5/19
31	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC**				**2,080**	**23,926**	**7,770**							**33,776**	30/11/19
32	**SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV**			**19**	**188**	**3,507**	**1,249**							**4,963**	
33	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.			5	130	1,991	647							2,773	30/11/19
34	ADICION EN PANAMA 115 KV			9	29	1,050	372							1,460	30/11/19
35	ADICION EN CACERES 115 KV			5	29	466	230							730	30/11/19
36	**LINEA A CHEPO 230 KV**				**5,765**	**17,698**	**6,825**							**30,288**	
37	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO COND. 714 ACCC				2,765	9,475	4,058							16,298	31/7/20
38	NUEVA S/E CHEPO 230 KV				3,000	8,223	2,767							13,990	31/7/20
39	**NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV**				**2,200**	**12,882**	**5,521**							**20,603**	30/11/19
40	**NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV**				**6,321**	**20,262**	**8,684**							**35,267**	31/10/19
41	**LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV Y S/E SABANITAS**				**3,827**	**45,791**	**24,591**							**74,209**	
42	LINEA PANAMA II - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV COND. 2x1200 ACAR				0	35,142	18,973							54,115	30/11/19
43	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV				3,827	10,649	5,618							20,094	30/11/19
44	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV**				**100**	**1,850**	**1,050**							3,000	31/5/20
45															
46	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**	**2,798**	**2,123**	**7,007**	**17,799**	**74,971**	**150,380**	**148,736**	**152,232**	**145,311**	**79,227**	**96,025**	**66,181**	**942,789**	
47	**S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES Y TRANSFORMADORES**			**3,374**	**3,226**	**4,700**	**4,700**	**4,701**						**20,701**	2017 - 2021
48	**S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE**	**1,757**	**1,311**	**1,280**	**1,248**	**1,217**								**6,813**	2016 - 2019
49	**S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE**			**1,584**	**1,584**	**1,583**	**1,583**							**6,334**	2017 - 2020
50	**S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE**	**984**	**758**	**717**	**700**	**680**								**3,839**	2015 - 2019
51	**S/E BELLA VISTA (BARRO BLANCO) 230 KV 1 NAVE**				**1,063**	**1,063**	**1,063**	**1,063**	**1,066**					**5,318**	2018 - 2022
52	**LT COSTA NORTE 230 KV Y AMP. PAN II**					**7,325**	**7,325**	**7,325**	**7,325**	**7,325**				**36,625**	2019 - 2023
53	**LT REPOTENCIACION 115-1 y 2**				**660**	**660**	**660**	**660**	**660**					**3,300**	2018 - 2022
54	**LT REPOTENCIACION 115-3 y 4**				**1,769**	**1,769**	**1,769**	**1,769**	**1,769**					**8,845**	2018 - 2022
55	**LT PROG-BUR-PORT-DOM 230 KV Y SUBESTACIONES**					**3,332**	**3,332**	**3,332**	**3,332**	**3,332**				**16,660**	2019 - 2023
56	**S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV**	**57**	54	52	**49**									**212**	2015 - 2018
57	**S/E LLANO SANCHEZ BARRA 34.5 KV**				**372**	**372**	**373**							**1,117**	2018 - 2020
58	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV**				**320**	**19,609**	**38,095**	**35,379**	**22,658**					**116,061**	31/7/22
59	**LINEA A METETI 230 KV**				**1,000**	**0**	**17,012**	**22,039**	**21,073**	**13,864**				**74,989**	
60	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO COND. 750 ACAR					0	17,012	21,955	17,489	12,690				69,147	31/7/23
61	NUEVA S/E METETI 230 KV				1,000	0	0	84	3,584	1,174				5,842	31/7/23
62	**ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR**					**276**	**4,235**	**1,791**						**6,302**	07/20 y 07/21
63	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV 2x30 MVAR**						**502**	**7,700**	**3,122**					**11,324**	31/7/22
64	**LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV**				**5,808**	**32,385**	**69,730**	**57,400**	**79,908**	**64,167**				**309,398**	
65	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA IIII DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR OP. 230 KV				4,465	31,734	65,983	52,455	75,562	60,858				291,056	31/7/23
66	ADICION S/E PANAMA III 230 KV				49	88	612	824	893	386				2,852	31/7/23
67	S/E CHIRIQUI GRANDE 230 KV				1,294	563	3,135	4,121	3,453	2,923				15,490	31/7/23
68	**LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV**							**5,577**	**11,318**	**56,595**	**78,171**	**87,861**	**62,410**	**301,932**	
69	S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV							2,299	4,598	22,989	32,185	36,498	25,824	124,393	31/7/26
70	S/E PANAMA 3 500/230 KV							2,299	4,598	22,989	32,185	36,498	25,824	124,393	31/7/26
71	SVC PANAMA 3 250 MVAR							704	1,527	7,638	9,929	10,694	7,700	38,192	31/7/26
72	SVC CHIRIQUI GRANDE 50 MVAR							275	595	2,979	3,872	4,171	3,062	14,954	
73	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV**									**28**	**1,056**	**8,164**	**3,771**	**13,019**	
74	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.									10	500	4,000	1,787	6,297	
75	ADICION S/E PANAMA 230 KV									9	278	2,082	992	3,361	
76	ADICION S/E PANAMA III 230 KV									9	278	2,082	992	3,361	
77															

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

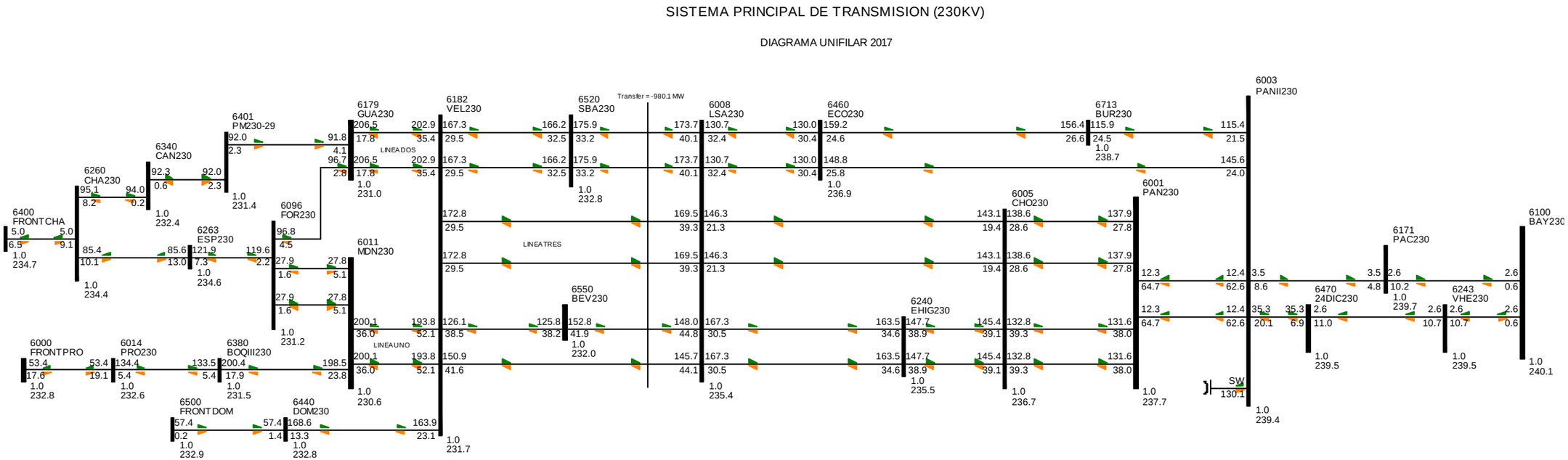
	DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2017
78	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**	**457**	**132**	**766**	**3,315**	**3,240**	**2,087**	**0**	**250**	**500**	**0**	**0**	**0**	**10,747**	
79	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO				150	150								300	2016-2019
80	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA		41	440										481	31/12/17
81	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	457	91	50	50	50	50							748	2016-2020
82	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT CHEPO - METETI								250	500				750	31/12/23
83	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30				250	250								500	31/12/19
84	REPOSICION DE RECTIFICADORES			145	132									277	2016-2018
85	REPOSICION DE TORRES			131	131									262	31/12/18
86	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS				60									60	31/12/18
87	REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II				2,036	2,036	2,037							6,109	2019-2021
88	REPOSICION DE HILO DE GUARDA CONVENCIONAL POR OPGW MDN-VEL				506	754								1,260	31/12/19
89															
90	**PLAN DE REPOSICIÓN**	**1,472**	**3,732**	**1,885**	**23,690**	**6,568**	**7,072**	**4,641**	**475**	**0**	**0**	**0**	**0**	**49,535**	
91	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**	**1,472**	**3,732**	**1,885**	**20,140**	**5,707**	**2,250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**35,186**	
92	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	74		89										163	31/12/17
93	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA				3,754	109								3,863	28/2/19
94	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA				3,394	680								4,074	28/2/19
95	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA				3,756	0								3,756	28/2/19
96	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	81	846	102										1,029	31/1/17
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	369	1,210	275										1,854	31/12/17
98	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	948	105		0									1,053	31/12/16
99	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV				1506									1,506	31/12/16
100	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV				360	530								890	31/12/19
101	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS.,DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II			300	712	488								1,500	31/12/18
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV			71	250									321	31/12/17
103	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV			70	146	93								309	31/12/18
104	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV			70	300									370	31/12/18
105	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV			50	186									236	31/12/18
106	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV			50	253									303	31/12/18
107	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV				63	64								127	31/12/18
108	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV				150									150	31/12/17
109	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV				160									160	31/12/18
110	REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMAA 230 y 115 KV				750	750	750							2,250	2018-2020
111	REEMPLAZO CTs S/E MATA DE NANCE 115 KV				210									210	31/12/18
112	REEMPLAZO CTs S/E CALDERA/LLANO SANCHEZ 115 KV			90										90	31/12/17
113	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA			79	97									176	31/12/18
114	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN				600	600								1,200	31/12/19
115	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II		921											921	31/12/16
116	REEMPLAZO EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA		155											155	31/12/16
117	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS		288											288	31/12/16
118	REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS				193	93								286	31/12/19
119	REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR			0	400									400	31/12/17
120	REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6				150									150	31/12/18
121	EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES				400	300								700	31/12/18
122	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES		207	139										346	31/12/17
123	SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES			500	500	500								1,500	31/12/19
124	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE				350									350	31/12/18
125	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL				1,500	1,500	1,500							4,500	31/12/19
126	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**0**	**0**	**3,550**	**861**	**4,822**	**4,641**	**475**	**0**	**0**	**0**	**0**	**14,349**	
127	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA					20	950	3,308	475					4,753	31/12/22
128	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV				2,293		2,986	565						5,844	31/12/21
129	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV				1,257	668	667	565						3,157	31/12/21
130	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2					173	219	203						595	31/12/21
131															
132	**SISTEMA DE CONEXIÓN**	**407**	**3,952**	**4,052**	**6,326**	**2,078**	**2,849**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**19,665**	
133	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	407	3,029	633										4,069	31/12/17
134	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA		407	2,768	894									4,069	30/9/17
135	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA				3,746	323								4,069	31/7/16
136	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA				0	1,220	2849							4,069	28/2/19
137	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV		385	43										428	30/4/20
138	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV				350	150								500	31/12/17
139	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV			95										95	31/12/19
140	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV			141										141	31/12/17
141	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV		36		12									48	31/12/17
142	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV				88									88	2016 - 2018
143	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV		95											95	1/12/18
144	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV			0	56	12								68	31/12/16
145	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV				809									809	31/12/17
146	AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ			372	372	373								1,117	31/12/18
147															

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2017
148	**PLAN DE PLANTA GENERAL**	**0**	**3,364**	**6,080**	**4,767**	**4,242**	**3,951**	**4,507**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**26,911**	
149	EDIFICIO-ETESA			1,600	540	540	540	540						3,760	2017 - 2022
150	EQUIPO DE INFORMATICA		1,739	3,600	2,650	2,560	2,560	3,030						16,139	2016 - 2021
151	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		1,625	880	891	818	851	937						6,002	2016 - 2021
152	TALLER DE S/E VELADERO				100	165								265	31/12/19
153	TALLER DE S/E PANAMA II				186	79								265	31/12/19
154	SALON DE REUNIONES VALBUENA					80								80	31/12/19
155	SUBESTACION PANAMA				400									400	31/12/18
156															
157	**PLAN ESTRATEGICO**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,402**	**2,316**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7,718**	
158	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV				0	5,402	2,316							7,718	30/8/20

ANEXO III-2
DIAGRAMAS UNIFILARES

2017 DEMANDA MAXIMA - EPOCA LLUVIOSA

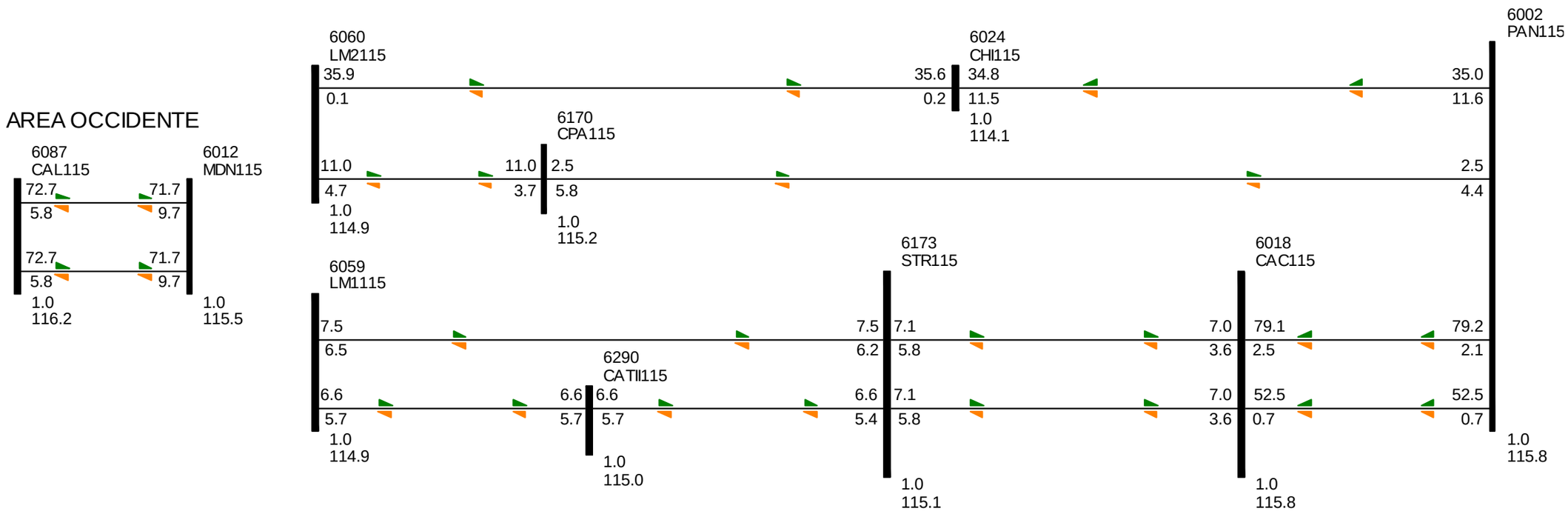


2017 DEMANDA MAXIMA - EPOCA LLUVIOSA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2017

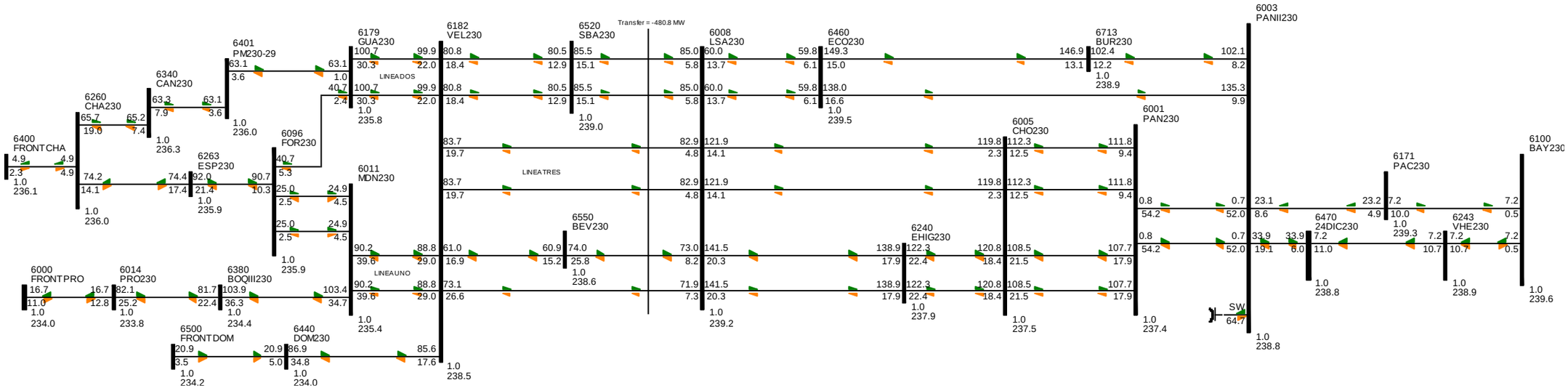
AREA COLON - PANAMA



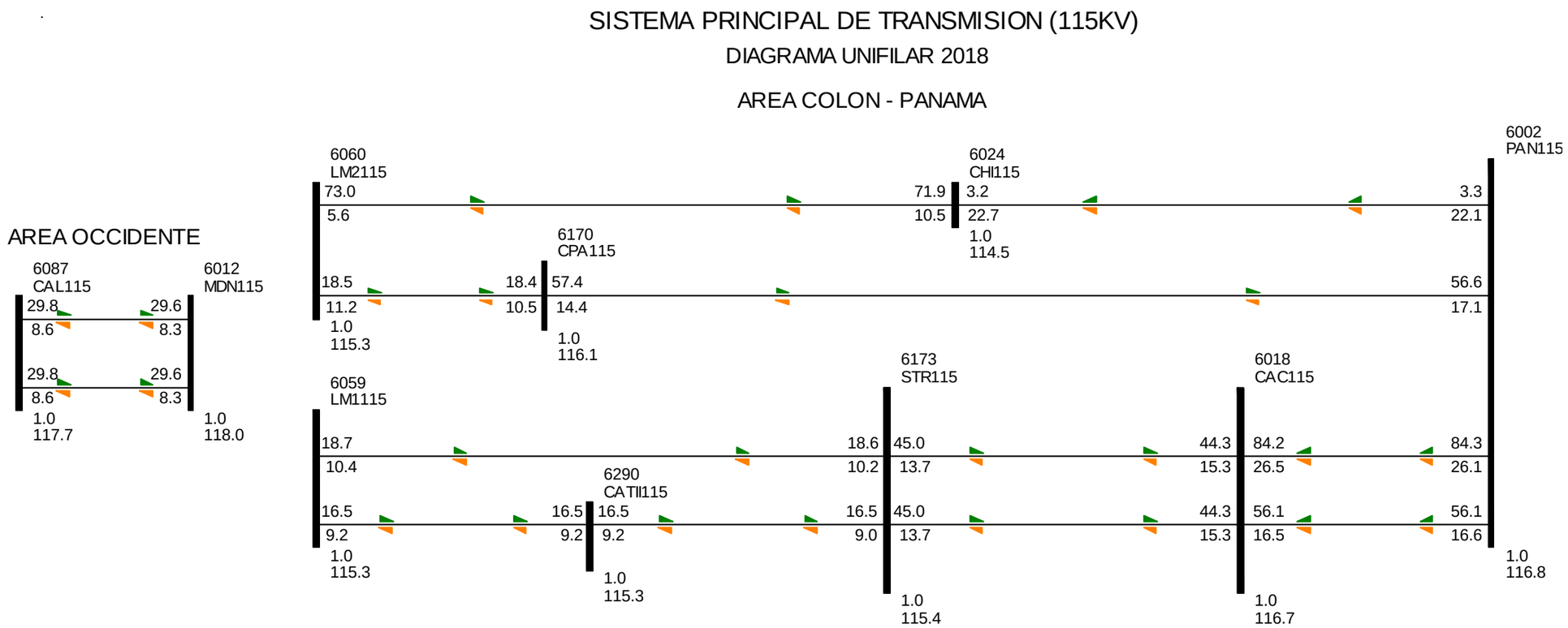
2018 DEMANDA MAXIMA - EPOCA SECA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (230KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2018



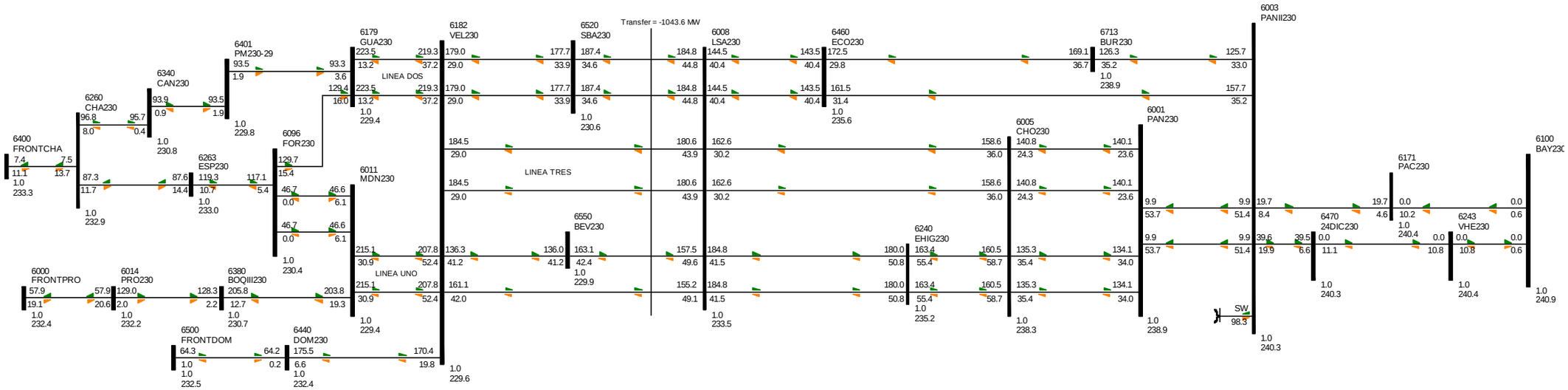
2018 DEMANDA MAXIMA - EPOCA SECA



2018 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (230KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2018



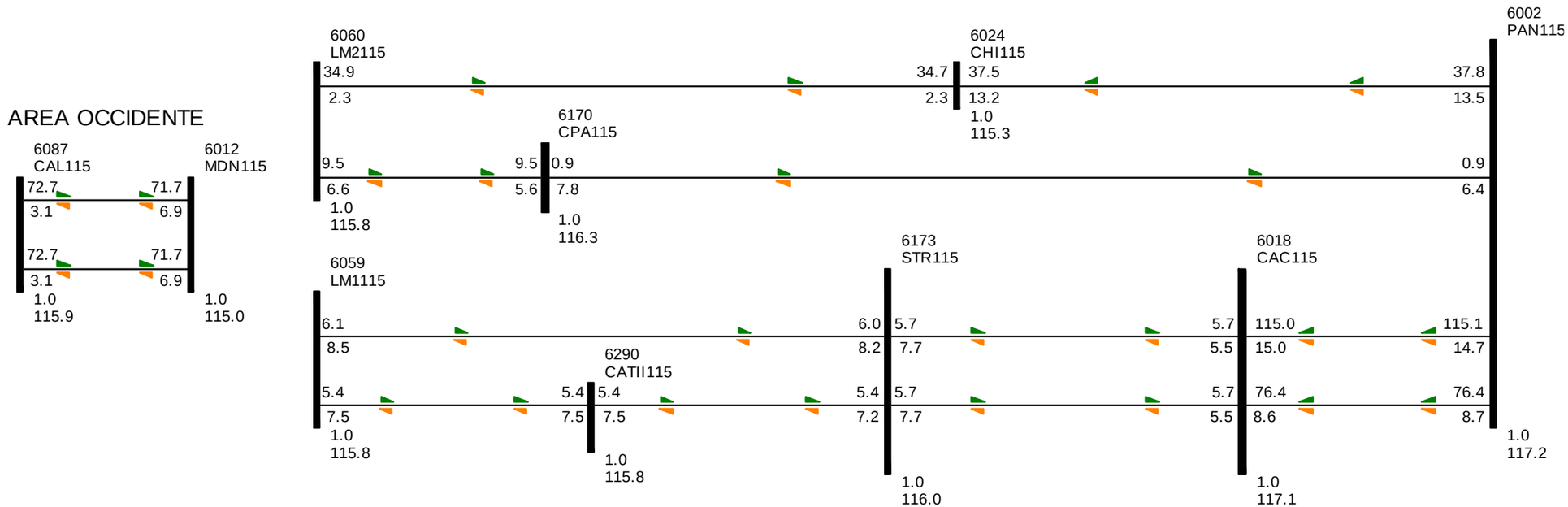
2018 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2018

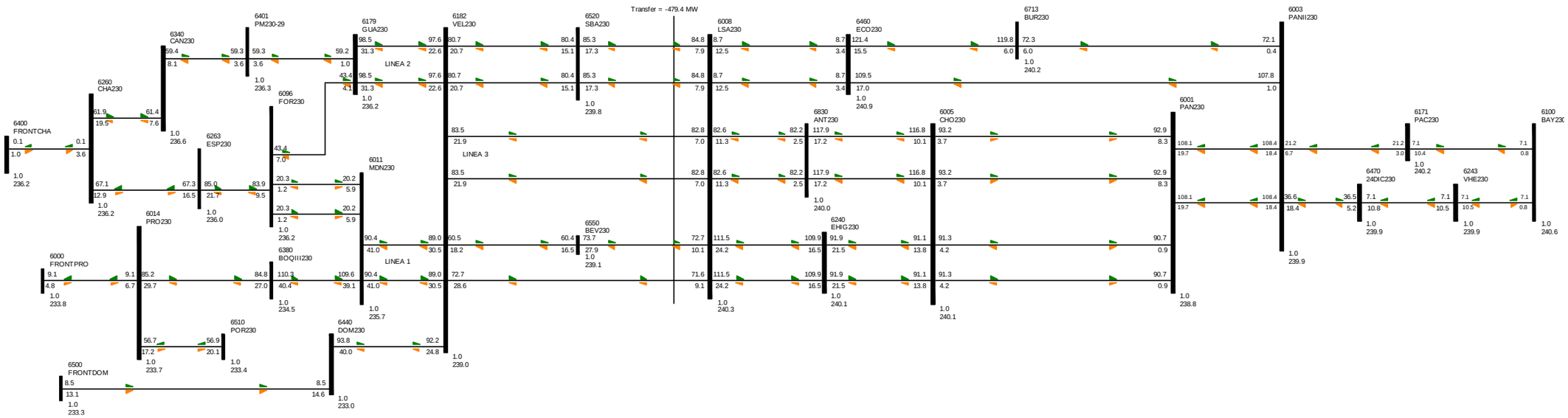
AREA COLON - PANAMA



2019 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (230KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2019

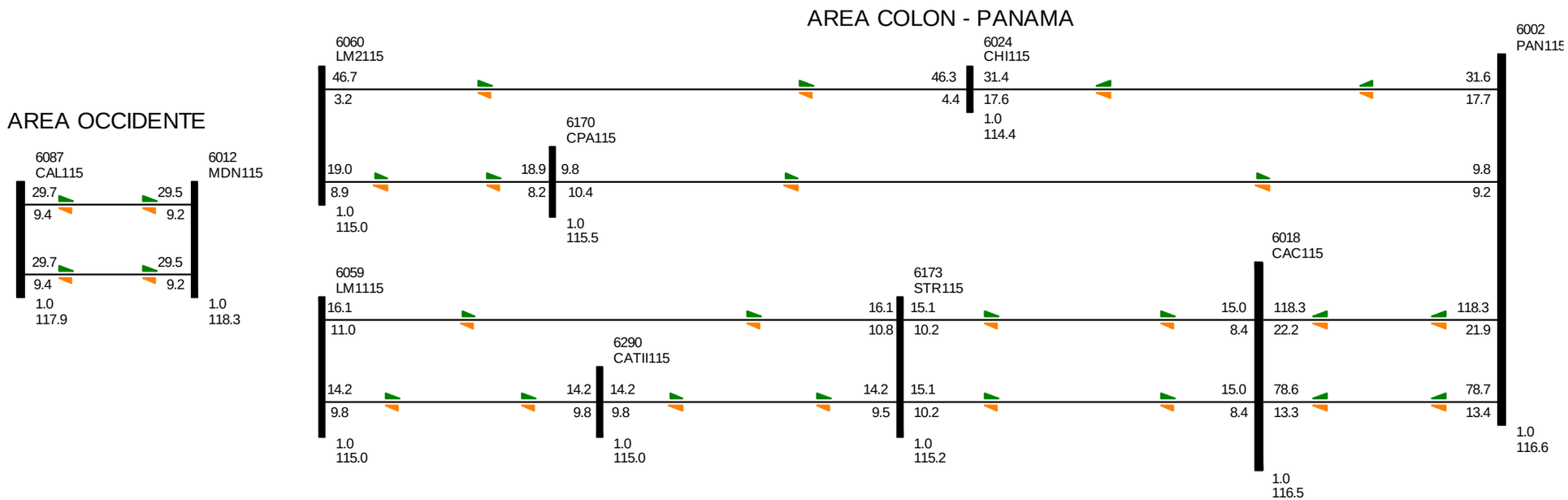


2019 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2019

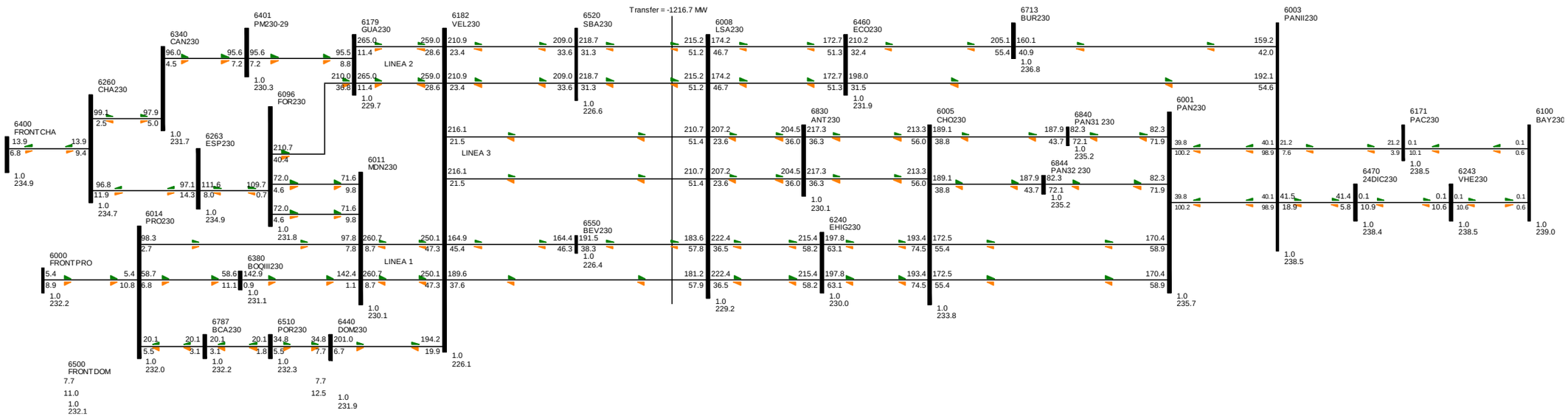


2019 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (230KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2019

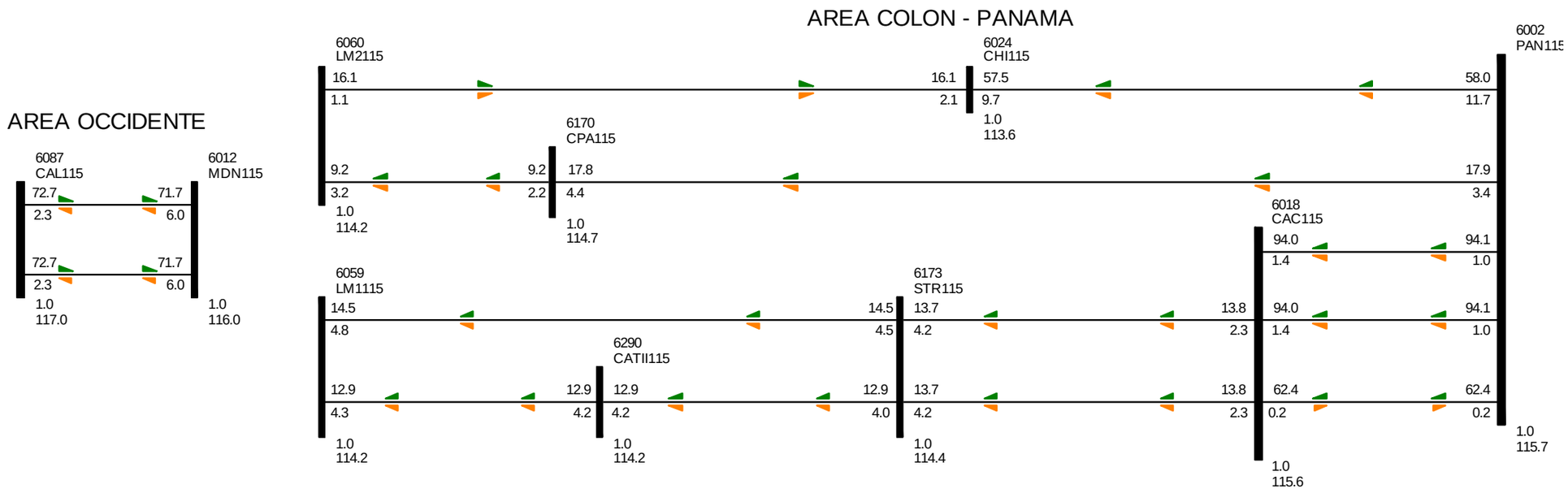


2019 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

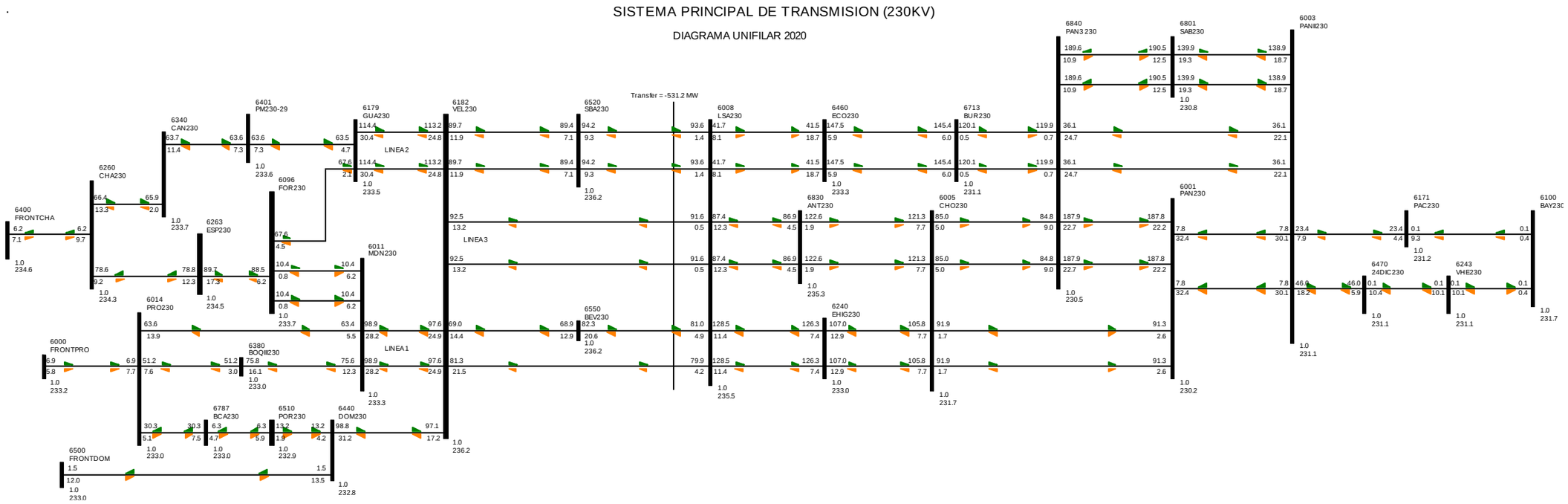
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2019



2020 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

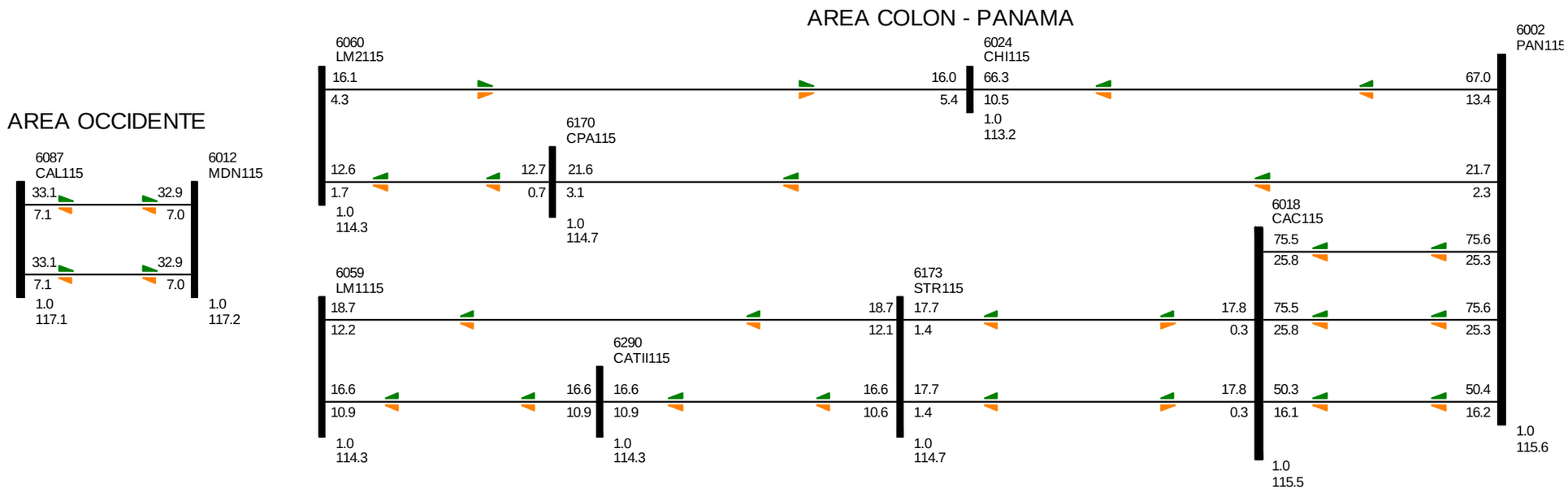


2020 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

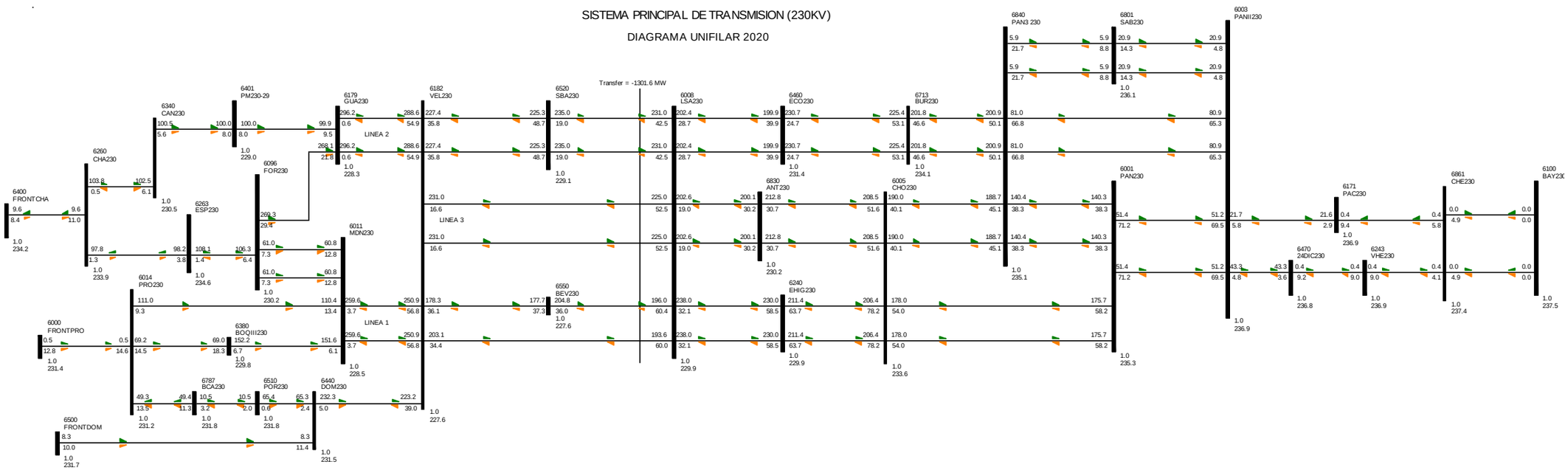
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2020



2020 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

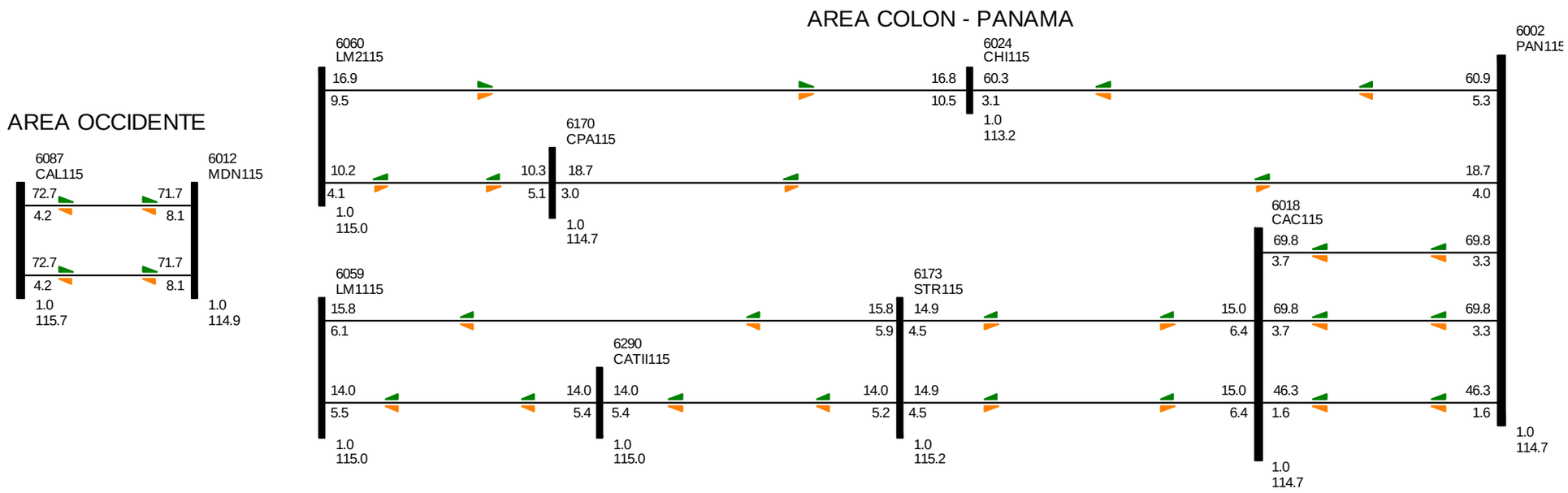


2020 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

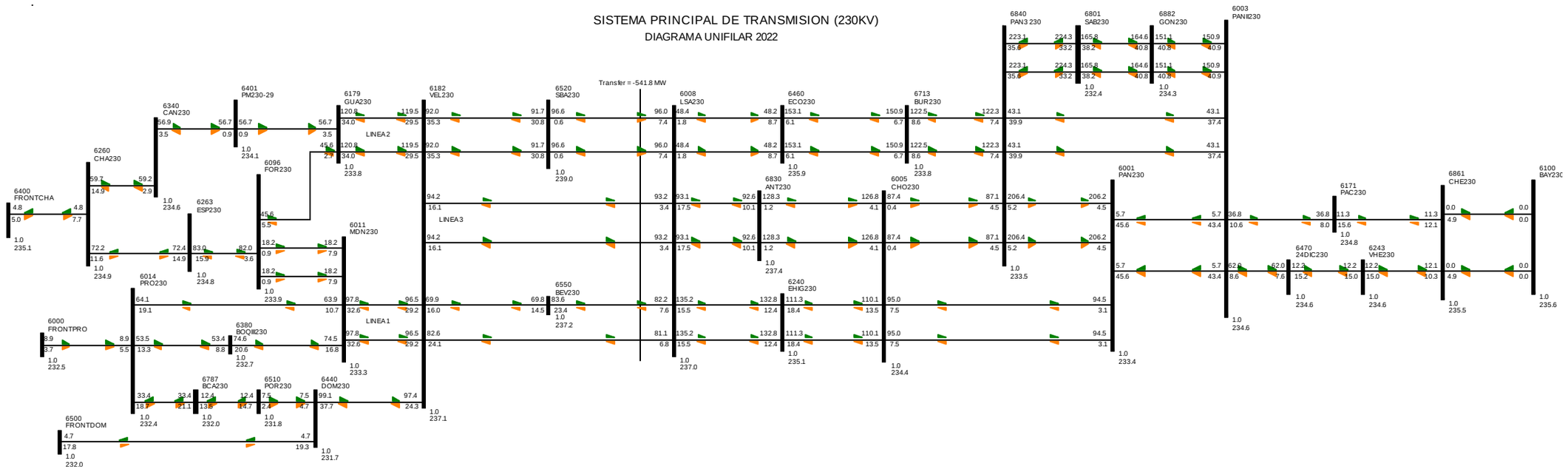
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2020



2022 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

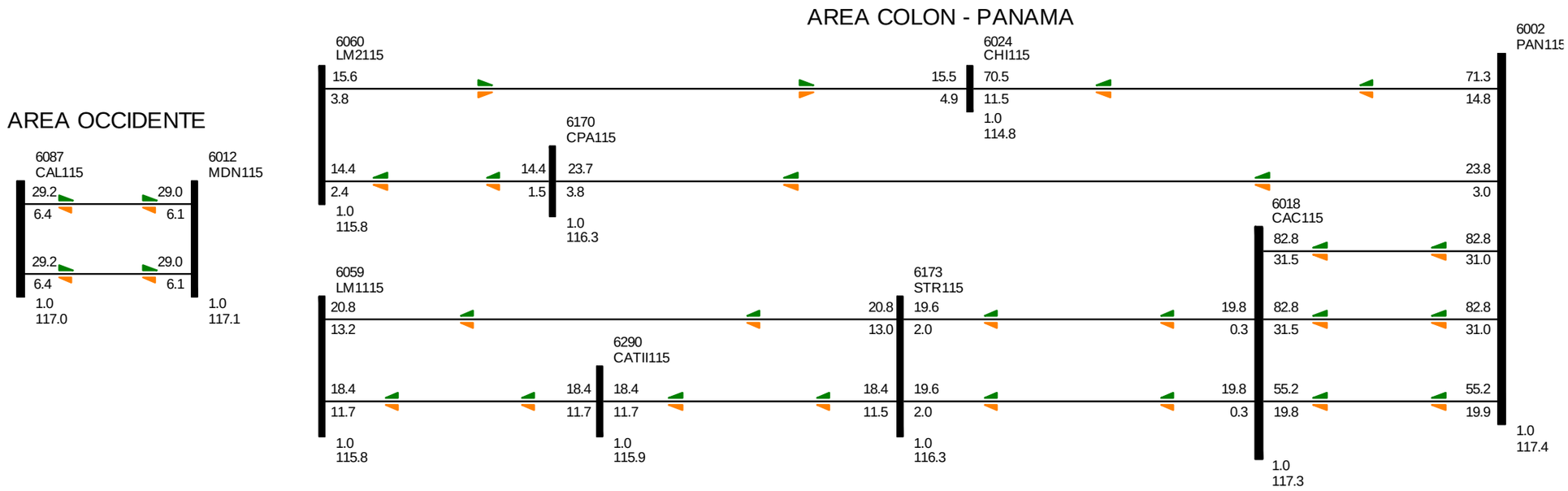


2022 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

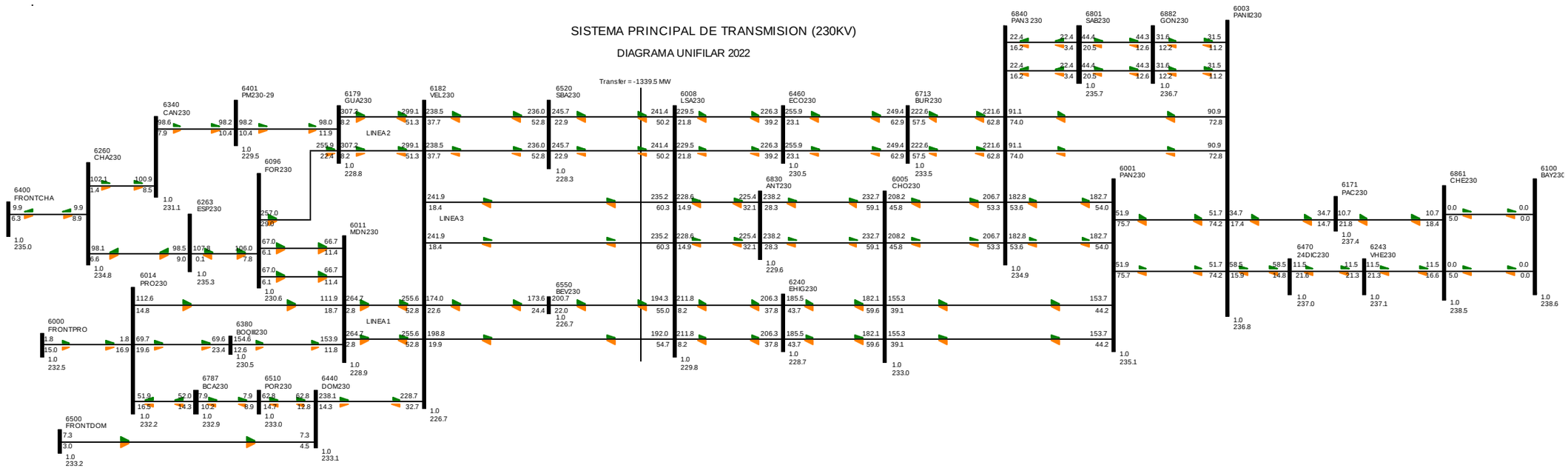
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2022



2022 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

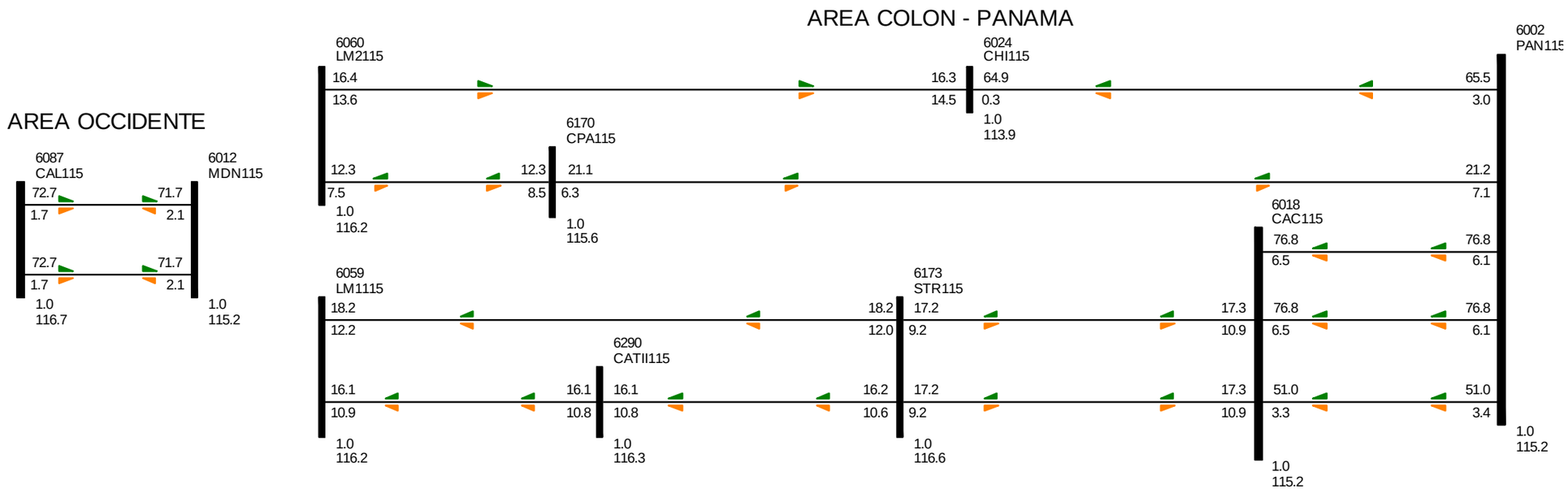


2022 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

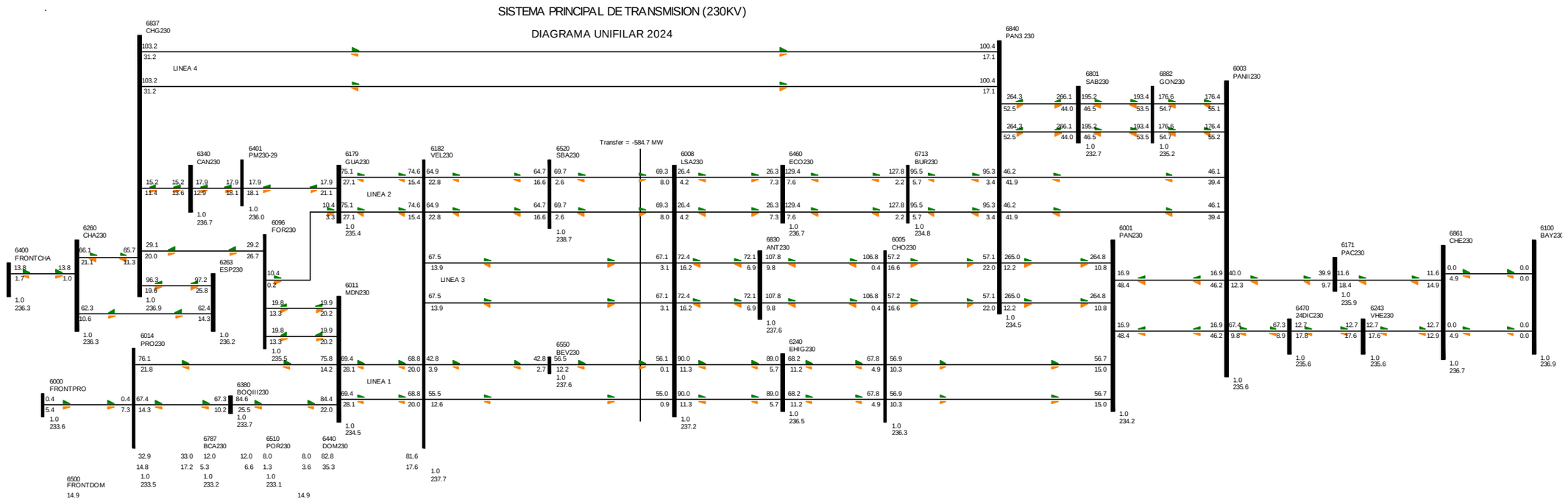
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2022



2024 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

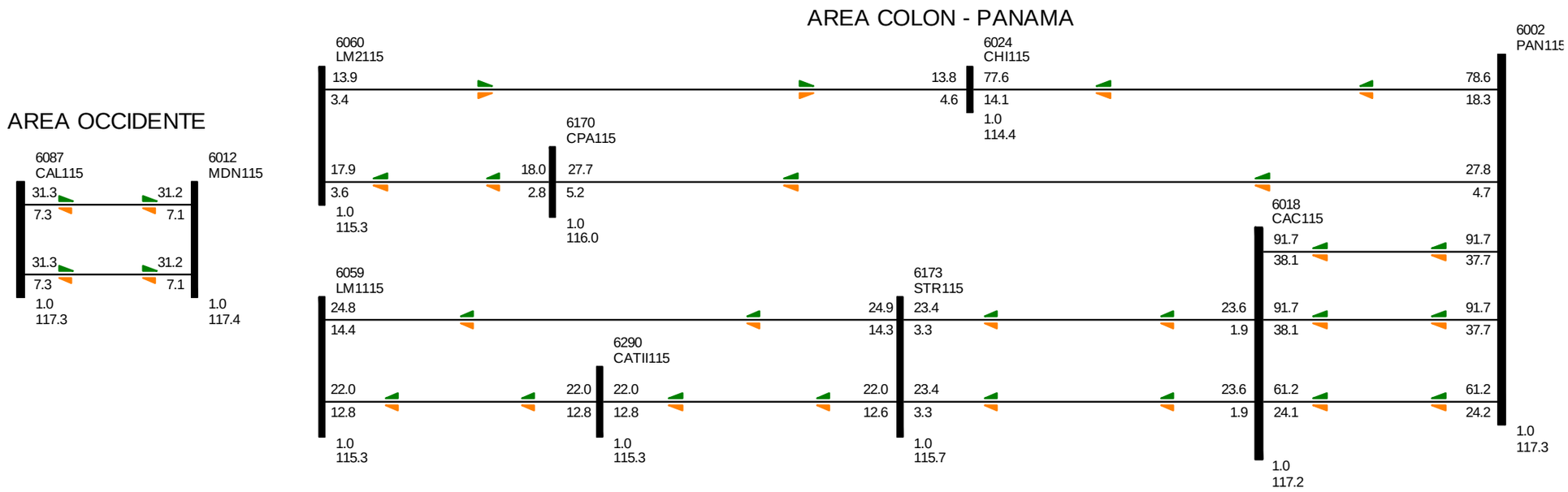


2024 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

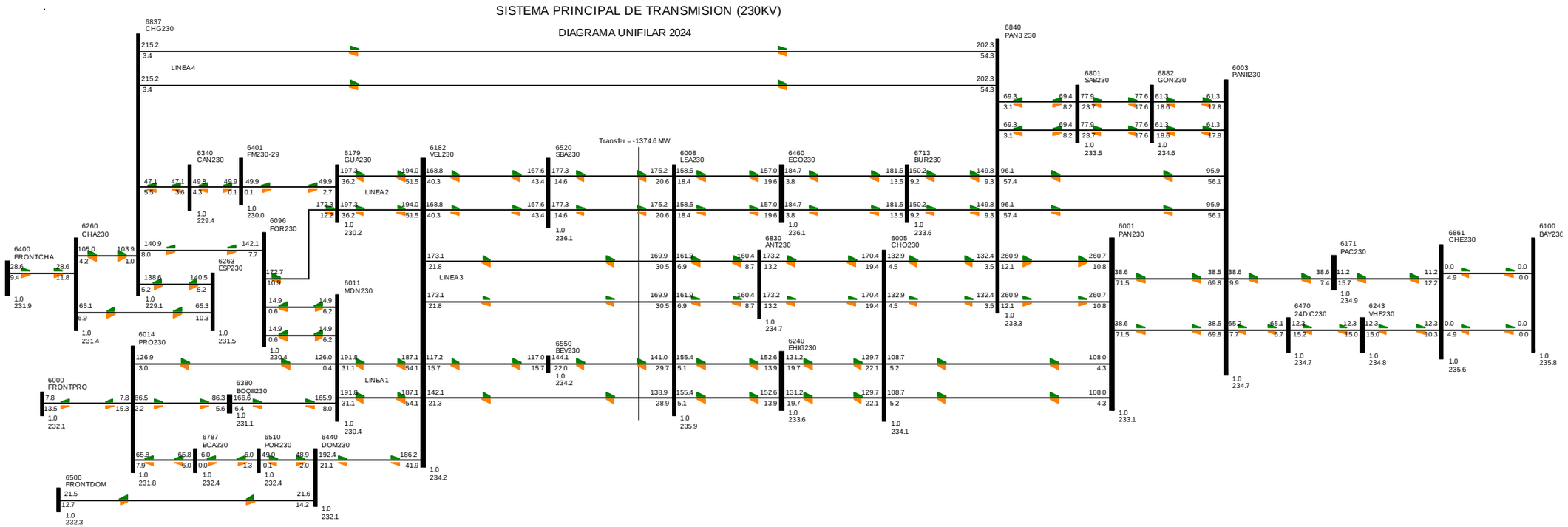
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2024



2024 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

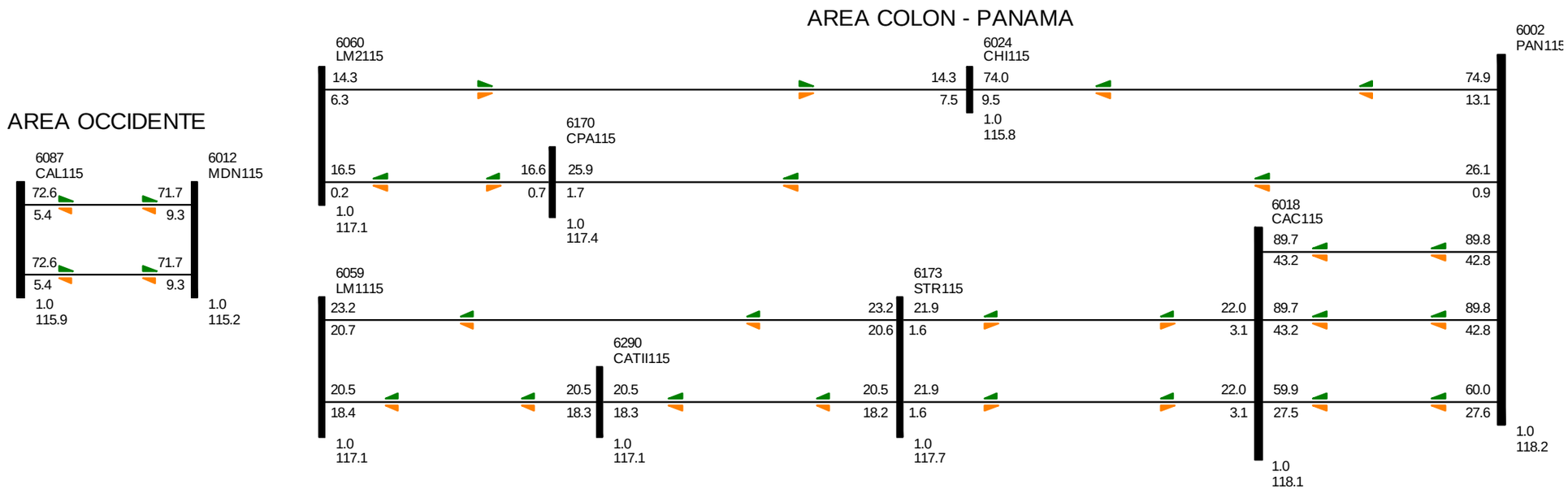


2024 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

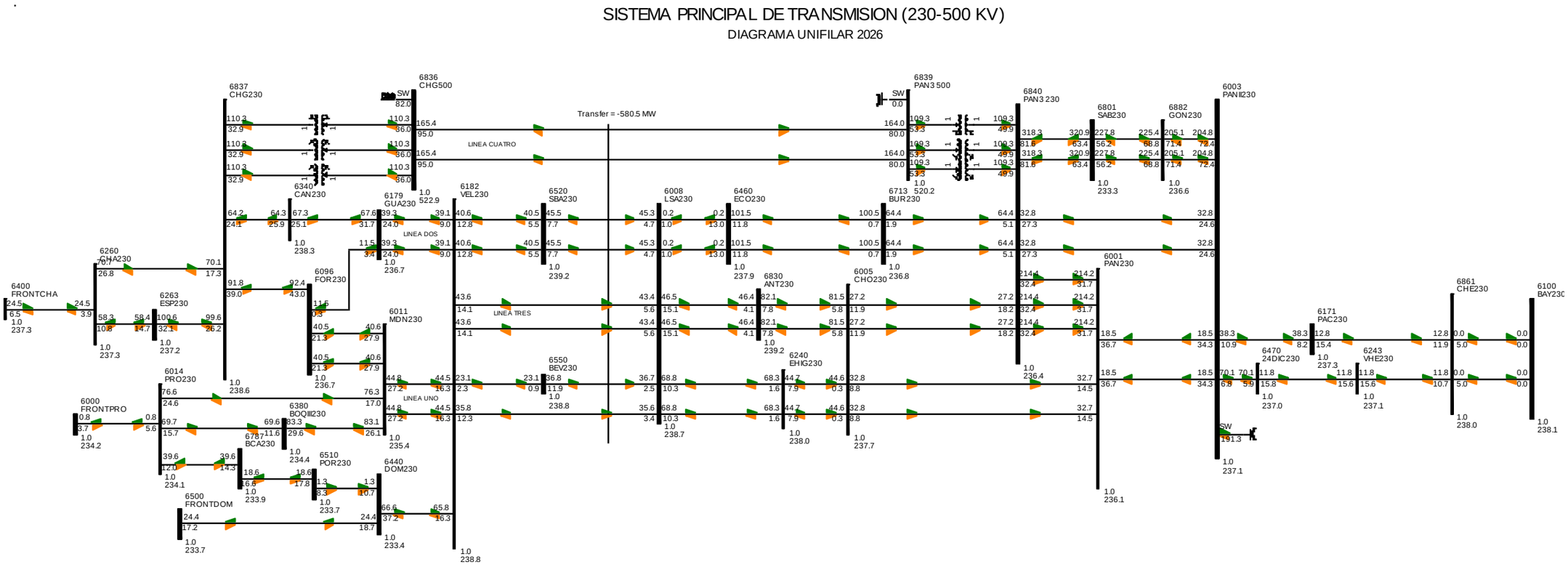
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2024



2026 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

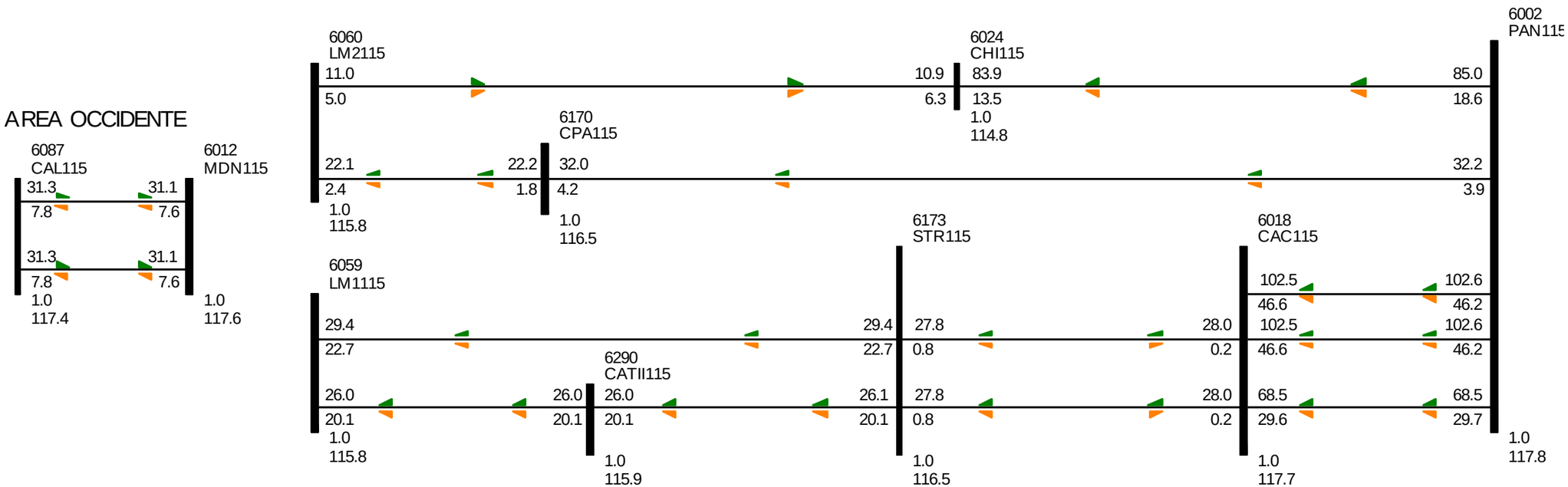


2026 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2026

AREA COLON - PANAMA

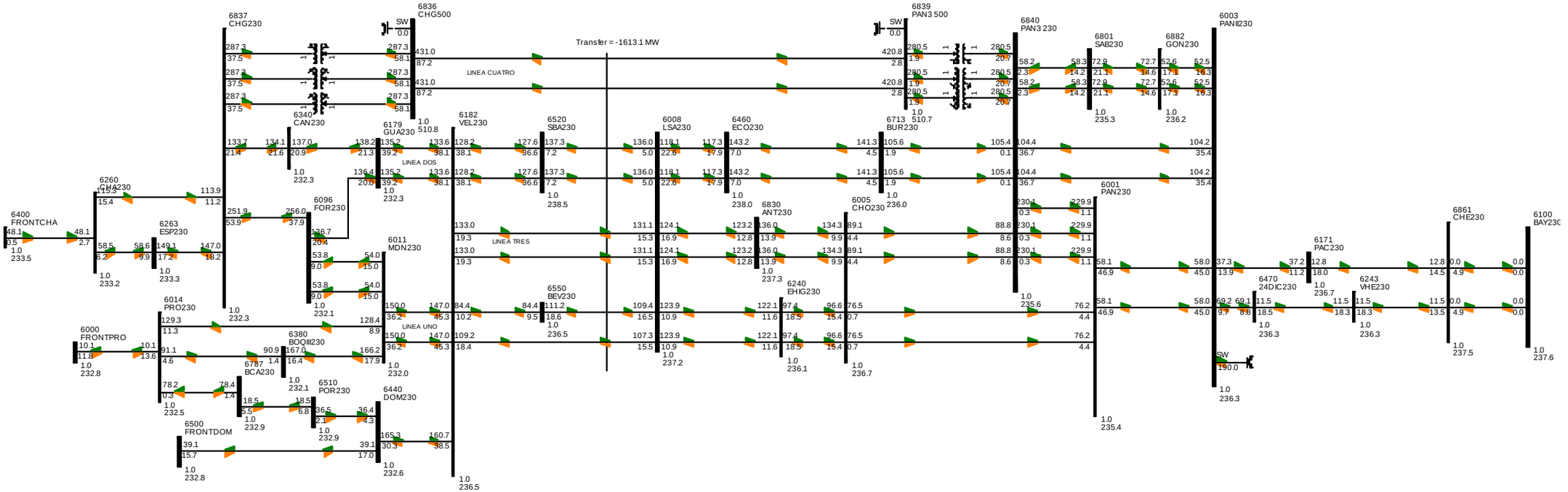


2026 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA

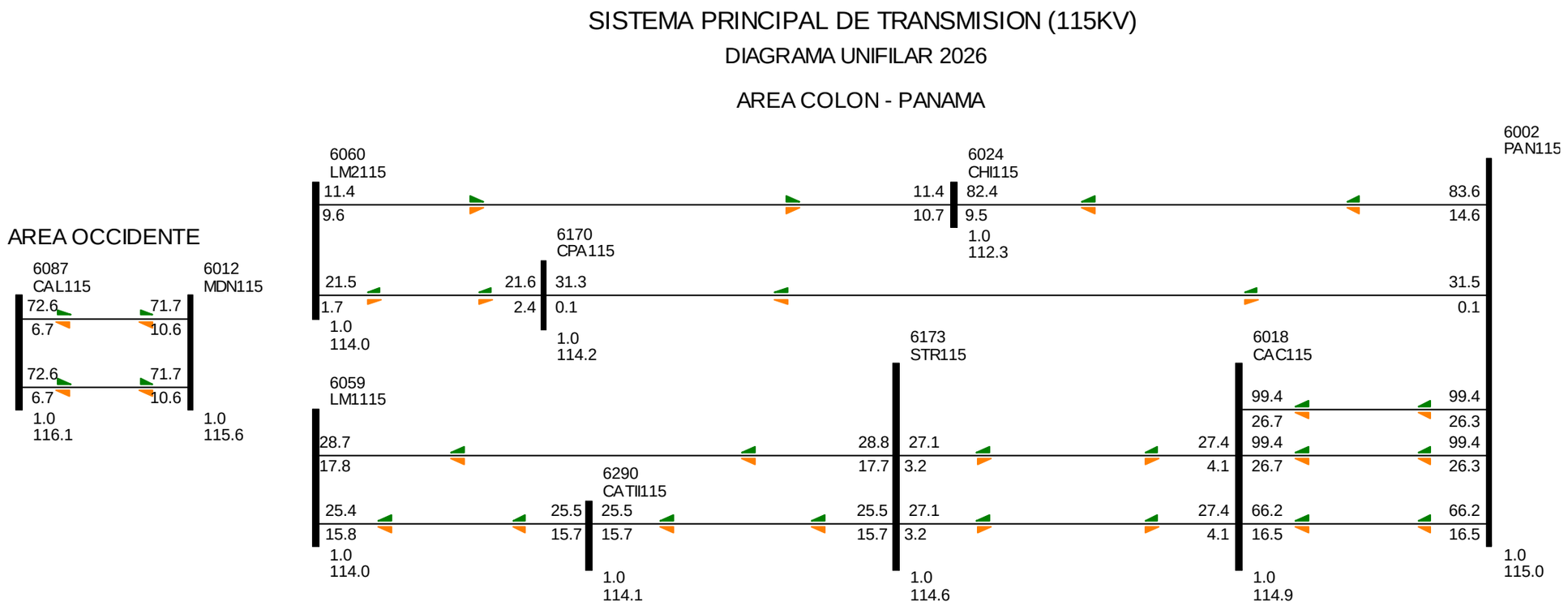
.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (230-500 KV)

DIAGRAMA UNIFILAR 2026



2026 DEMANDA MÁXIMA - EPOCA LLUVIOSA



ANEXO III-3
DESPACHOS DE GENERACIÓN

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2017			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	0.00	95%	95%	0%
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	0.00	95%	95%	0%
	BAMG3	6329	0.50	0.50	0.50	77%	77%	77%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	99.34	98.34	92.87	95%	94%	89%
	CHANG2	6265	99.60	99.00	0.00	95%	94%	0%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
	PEDIG2	6386	9.50	0.00	9.50	76%	0%	76%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.08	6.08	6.08	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.08	6.08	6.08	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	0.00	0.00	95%	0%	0%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%
RP-490	RP4G1	6396	6.20	6.20	6.20	94%	94%	94%
	RP4G2	6397	6.20	6.20	6.20	94%	94%	94%
Bugaba	BU1G1	6423	1.96	1.96	1.96	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.96	1.96	1.96	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.92	0.92	0.92	94%	94%	94%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2017			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6496	2.10	2.10	2.10	89%	89%	89%
	BU2G2	6497	2.10	2.10	2.10	89%	89%	89%
	BU2G3	6498	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	0.95	0.95	0.95
La Cuchilla	LACG1	6743	3.895	3.895	3.895	95%	95%	95%
	LACG2	6744	3.895	3.895	3.895	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.64	12.64	12.64	95%	95%	95%
	BBLG2	6552	12.64	12.64	0	95%	95%	0%
	BBLG3	6552	1.78	1.78	1.78	95%	95%	95%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.125	10.5	7.875	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	1.20	0.70	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
SOL REAL	SREG1	6903	6.40	3.80	0.00	59%	35%	0%
EL ESPINAL	EESG1	6904	5.10	2.98	0.00	60%	35%	0%
VISTA ALEGRE SOLAR	VALG1	6739	4.93	2.87	0.00	60%	35%	0%
MILTON SOLAR	MSOG1	6738	6.13	3.59	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Fortuna	FORG1	6097	33.00	66.50	0.00	33%	67%	0%
	FORG2	6098	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%
	FORG3	6099	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	37.41	14.00	95%	95%	36%
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	14.00	0.00	95%	36%	0%
Panam Ampliación	PAMM7	6108	16.15	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PAMM8	6108	16.15	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PAMM9	6108	16.15	0.00	0.00	95%	0%	0%
Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.75	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG2	6687	9.75	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG3	6687	9.75	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG4	6687	9.75	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG5	6688	9.75	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG6	6688	9.75	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG7	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
(Miraflores G8)	MIRG8	6155	17.96	0.00	0.00	95%	0%	0%
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	0.00	0.00	95%	0%	0%
Pacora	PACP1	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2018			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
La Estrella	LESG1	6090	11.50	11.50	11.50	49%	49%	49%
	LESG2	6091	11.50	11.50	11.50	49%	49%	49%
Los Valles	LVAG1	6094	12.00	12.00	12.00	44%	44%	44%
	LVAG2	6095	12.00	12.00	12.00	44%	44%	44%
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
Concepción	CONG1	6390	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%
	CONG2	6390	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%
Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%
	MENM2	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%
Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%
Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG2	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG3	6432	0.40	0.40	0.40	40%	40%	40%
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%
	MMOG2	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
Bajo Mina	BAMG1	6333	14.50	14.50	14.50	52%	52%	52%
	BAMG2	6334	14.50	14.50	14.50	52%	52%	52%
	BAMG3	6329	0.50	0.50	0.50	77%	77%	77%
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
Chan I	CHANG1	6264	79.81	76.92	74.65	76%	73%	71%
	CHANG2	6265	78.00	76.60	78.00	74%	73%	74%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.40	3.40	3.40	53%	53%	53%
	PEDIIG2	6387	3.40	3.40	3.40	53%	53%	53%
Baitún	BAIG1	6335	25.50	25.50	25.50	58%	58%	58%
	BAIG2	6336	25.50	25.50	25.50	58%	58%	58%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%
	LPNG2	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%
	LPSG2	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.30	1.30	1.30	34%	34%	34%
	MENIIG2	6308	1.30	1.30	1.30	34%	34%	34%
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
Cochea	COCG1	6307	2.10	2.10	2.10	28%	28%	28%
	COCG2	6307	2.10	2.10	2.10	28%	28%	28%
Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG2	6450	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG3	6451	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
San Lorenzo	SLORG1	6480	0.15	0.15	0.15	3%	3%	3%
	SLORG2	6480	0.15	0.15	0.15	3%	3%	3%
El Alto	ALTG1	6446	11.00	11.00	11.00	49%	49%	49%
	ALTG2	6447	11.00	11.00	11.00	49%	49%	49%
	ALTG3	6448	11.00	11.00	11.00	49%	49%	49%
RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
	RP4G2	6397	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G2	6424	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	3.20	3.20	3.20	31%	31%	31%
	BONG2	6493	3.20	3.20	3.20	31%	31%	31%
	BONG3	6494	3.20	3.20	3.20	31%	31%	31%
La Potra	LPOG1	6514	3.20	3.20	3.20	34%	34%	34%
	LPOG2	6514	3.20	3.20	3.20	34%	34%	34%
	LPOG3	6514	3.20	3.20	3.20	34%	34%	34%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
Salsipuedes	SALG1	6512	3.20	3.20	3.20	34%	34%	34%
	SALG2	6512	3.20	3.20	3.20	34%	34%	34%
	SALG3	6512	3.20	3.20	3.20	34%	34%	34%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2018			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG2	6525	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
	LP2G2	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
Bugaba II	BU2G1	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G2	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G3	6497	0.81	0.81	0.81	70%	70%	70%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.70	1.70	1.70	34%	34%	34%
La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
	LACG2	6744	2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
Barro Blanco	BBLG1	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG2	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG3	6552	1.12	1.12	1.12	60%	60%	60%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	38.50	33.00	30.25	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	14.00	12.00	11.00	70%	60%	55%
	RDV2G2	6465	21.00	18.00	16.50	70%	60%	55%
Marañon	MARG1	6466	12.25	10.50	9.63	70%	60%	55%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	43.75	37.50	34.38	70%	60%	55%
Portobelo	PORG1	6469	22.75	19.50	17.88	70%	60%	55%
Divisa Solar	DISG1	6502	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cocle	COLG1	6556	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
LA MATA	LAMG1	6557	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol de David	SODG1	6570	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	4.50	3.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Bugaba	SBUG1	6581	2.25	1.50	0.00	75%	50%	0%
ESTRELLA SOLAR	ESOG1	6734	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
MILTON SOLAR	MSOG1	6738	7.69	5.13	0.00	75%	50%	0%
VISTA ALEGRE	VALG1	6739	6.16	4.11	0.00	75%	50%	0%
SOL REAL	SREG1	6903	8.08	5.39	0.00	75%	50%	0%
EL ESPINAL	EESG1	6904	6.37	4.25	0.00	75%	50%	0%
POCRI	POCRG1	6905	12.00	8.00	0.00	75%	50%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
	PURG2	6757	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	0.00	55%	55%	0%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	17.96	0.00	95%	95%	0%
A.C.P.3 Miraflores G6	MIRG6	6127	17.10	17.10	0.00	95%	95%	0%
Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	37.41	0.00	95%	95%	0%
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	37.41	0.00	95%	95%	0%
Panam Ampliación	PAMM7	6108	16.15	16.15	0.00	95%	95%	0%
	PAMM8	6108	16.15	16.15	0.00	95%	95%	0%
	PAMM9	6108	16.15	16.15	0.00	95%	95%	0%
Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG2	6687	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG3	6687	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG4	6687	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG5	6688	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG6	6688	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG7	6688	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
(Miraflores G8)	MIRG8	6155	17.96	17.96	0.00	95%	95%	0%
Pacora	PACP1	6172	16.95	16.95	0.00	95%	95%	0%
	PACP2	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PACP3	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
Cativá	CATG1	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG2	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG3	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG4	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG5	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG0	6272	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG6	6272	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG7	6272	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG8	6272	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG9	6272	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
El Giral	GIRG1	6281	3.68	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GIRG2	6281	3.68	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GIRG3	6281	3.68	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GIRG4	6281	3.68	0.00	0.00	95%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2018			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Jinro	JING0	6612	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING1	6611	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING2	6611	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING3	6611	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING4	6611	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING5	6611	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING6	6612	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING7	6612	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING8	6612	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JING9	6612	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN11	6613	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN12	6613	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN13	6613	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN14	6613	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN15	6613	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN16	6614	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN17	6614	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN18	6614	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN19	6614	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN20	6614	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN21	6615	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN22	6615	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN23	6615	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN24	6615	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN25	6615	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN26	6616	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN27	6616	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN28	6616	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN29	6616	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN30	6616	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN31	6617	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN32	6617	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN33	6617	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
	JIN34	6617	1.62	0.00	0.00	95%	0%	0%
El Giral II	GIRG5	6282	8.29	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GIRG6	6282	8.29	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GIRG7	6282	8.29	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GIRG8	6282	8.29	0.00	0.00	95%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2018			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	98.74	90.91	82.17	94%	87%	78%
	CHANG2	6265	99.60	90.90	0.00	95%	87%	0%
	CHANG3	6268	8.65	8.65	8.65	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
	PEDIG2	6386	9.50	9.50	0.00	76%	76%	0%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	41.90	0.00	95%	95%	0%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	0.00	95%	95%	0%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2018			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.10	2.10	2.10	89%	89%	89%
	BU2G2	6497	2.10	2.10	2.10	89%	89%	89%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.90	3.90	3.90	95%	95%	95%
	LACG2	6744	3.90	3.90	3.90	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
LA MATA	LAMG1	6557	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Panasolar	PASG1	6707	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
SOLAR BUGABA	SBUG G1	6581	1.80	1.05	0.00	60%	35%	0%
SOL REAL	SREG1	6903	6.46	3.77	0.00	60%	35%	0%
EL ESPINAL	EESG1	6904	5.10	2.97	0.00	60%	35%	0%
POCRI SOLAR	POCRG1	6905	9.60	5.60	0.00	60%	35%	0%
ESSTRELLA SOLAR	ESOG1	6734	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
MILTON SOLAR	MSOG1	6738	6.16	3.60	0.00	60%	35%	0%
VISTA ALEGRE	VALG1	6739	4.93	2.87	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Fortuna	FORG1	6097	35.33	0.00	0.00	35%	0%	0%
	FORG2	6098	35.33	0.00	0.00	35%	0%	0%
	FORG3	6099	35.33	0.00	0.00	35%	0%	0%
Punta Rincon	PURG1	6756	120.00	120.00	120.00	88%	88%	88%
	PURG2	6757	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	0.00	55%	55%	0%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Costa Norte	CNOG1	6804	32.50	0.00	0.00	43%	0%	0%
	CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOG4	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	37.41	37.41	95%	95%	95%
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	37.41	0.00	95%	95%	0%
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	16.15	0.00	0%	95%	0%
	PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.95	17.00	0.00	95%	90%	0%
Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.77	9.77	0.00	95%	95%	0%
	EDMG2	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG3	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG4	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG5	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG6	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG7	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
(Miraflores G8)	MIRG8	6155	17.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	17.10	0.00	0.00	95%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2019			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
La Estrella	LESG1	6090	11.00	11.00	11.00	47%	47%	47%
	LESG2	6091	11.00	11.00	11.00	47%	47%	47%
Los Valles	LVAG1	6094	12.00	12.00	12.00	44%	44%	44%
	LVAG2	6095	12.00	12.00	12.00	44%	44%	44%
Está	ESTG1	6176	31.50	31.50	31.50	53%	53%	53%
	ESTG2	6177	31.50	31.50	31.50	53%	53%	53%
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre	MENM1	6306	1.90	1.90	1.90	20%	20%	20%
	MENM2	6306	1.90	1.90	1.90	20%	20%	20%
Algarrobos	ALGA1	6305	0.93	0.93	0.93	18%	18%	18%
	ALGA2	6305	0.93	0.93	0.93	18%	18%	18%
Dolega	DOLG1	6420	0.25	0.25	0.25	24%	24%	24%
	DOLG2	6420	0.25	0.25	0.25	24%	24%	24%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	0.30	0.30	0.30	10%	10%	10%
	YEGG2	6432	0.30	0.30	0.30	10%	10%	10%
	YEGG3	6432	0.30	0.30	0.30	30%	30%	30%
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
	MMOG2	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
Gualaca	GLAG1	6361	3.91	3.91	3.91	31%	31%	31%
	GLAG2	6362	3.91	3.91	3.91	31%	31%	31%
Bajo Mina	BAMG1	6333	14.00	14.00	14.00	50%	50%	50%
	BAMG2	6334	14.00	14.00	14.00	50%	50%	50%
	BAMG3	6329	0.50	0.50	0.50	77%	77%	77%
Lorena	LORG1	6364	3.91	3.91	3.91	23%	23%	23%
	LORG2	6365	3.91	3.91	3.91	23%	23%	23%
Chan I	CHANG1	6264	73.77	77.23	74.96	70%	74%	71%
	CHANG2	6265	70.00	70.00	70.00	67%	67%	67%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	0.45	0.45	0.45	25%	25%	25%
	MACG2	6389	0.45	0.45	0.45	25%	25%	25%
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.45	0.45	0.45	15%	15%	15%
	PAAG2	6392	0.45	0.45	0.45	15%	15%	15%
Prudencia	PRUG1	6367	8.00	8.00	8.00	27%	27%	27%
	PRUG2	6368	8.00	8.00	8.00	27%	27%	27%
Los Planetas	LP1G1	6421	0.78	0.78	0.78	49%	49%	49%
	LP1G2	6421	0.78	0.78	0.78	49%	49%	49%
	LP1G3	6421	0.78	0.78	0.78	49%	49%	49%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	1.89	1.89	1.89	15%	15%	15%
	PEDIG2	6386	1.89	1.89	1.89	15%	15%	15%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.33	3.33	3.33	52%	52%	52%
	PEDIIG2	6387	3.33	3.33	3.33	52%	52%	52%
Baitún	BAIG1	6335	25.00	25.00	25.00	57%	57%	57%
	BAIG2	6336	25.00	25.00	25.00	57%	57%	57%
	BAIG4	6328	1.50	1.50	1.50	83%	83%	83%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre 2	MENIIG1	6308	2.00	2.00	2.00	52%	52%	52%
	MENIIG2	6308	2.00	2.00	2.00	52%	52%	52%
El Fraile	EFRG1	6433	1.47	1.47	1.47	55%	55%	55%
	EFRG2	6433	1.47	1.47	1.47	55%	55%	55%
Cochea	COCG1	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
	COCG2	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG2	6450	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG3	6451	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
San Lorenzo	SLORG1	6480	0.13	0.13	0.13	3%	3%	3%
	SLORG2	6480	0.13	0.13	0.13	3%	3%	3%
El Alto	ALTG1	6446	7.60	7.60	7.60	34%	34%	34%
	ALTG2	6447	7.60	7.60	7.60	34%	34%	34%
	ALTG3	6448	7.60	7.60	7.60	34%	34%	34%
RP-490	RP4G1	6396	0.65	0.65	0.65	10%	10%	10%
	RP4G2	6397	0.65	0.65	0.65	10%	10%	10%
Bugaba	BU1G1	6423	1.12	1.12	1.12	54%	54%	54%
	BU1G2	6424	1.12	1.12	1.12	54%	54%	54%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG2	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG3	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG4	6514	2.00	2.00	2.00	95%	95%	95%
Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG2	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG3	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2019			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Las Cruces	LCRG1	6524	4.40	4.40	4.40	45%	45%	45%
	LCRG2	6525	4.40	4.40	4.40	45%	45%	45%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	2.20	2.20	2.20	44%	44%	44%
	SANDG2	6338	2.20	2.20	2.20	44%	44%	44%
Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
	LP2G2	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%
Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	PDOG2	6453	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
	LACG2	6744	2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
Barro Blanco	BBLG1	6552	5.79	5.79	5.79	43%	43%	43%
	BBLG2	6552	5.79	5.79	5.79	43%	43%	43%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
	CHU G2	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
Colorado	COLOG1	6798	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
	COLOG2	6799	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	38.50	33.00	30.25	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	14.00	12.00	11.00	70%	60%	55%
	RDV2G2	6465	21.00	18.00	16.50	70%	60%	55%
Marañon	MARG1	6466	12.25	10.50	9.63	70%	60%	55%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	43.75	37.50	34.38	70%	60%	55%
	NCH2G2	6473	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Portobelo	PORG1	6469	22.75	19.50	17.88	70%	60%	55%
	PORG2	6474	10.50	9.00	8.25	70%	60%	55%
Toabre	TOAG1	6785	71.40	61.20	56.10	70%	60%	55%
Divisa Solar	DISG1	6502	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cocle	COLG1	6556	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Panasolar	PASG1	6707	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol de David	SODG1	6570	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	4.50	3.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.25	1.50	0.00	75%	50%	0%
La Mata Solar	LAMG1	6557	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Estrella Solar	ESOG1	6734	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Milton Solar	MSOG1	6738	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Vista Alegre Solar	VALG1	6739	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol Real	SREG1	6903	8.09	5.39	0.00	75%	50%	0%
El Espinal	EESG1	6904	6.38	4.25	0.00	75%	50%	0%
Pocrí	POCRG1	6905	12.00	8.00	0.00	75%	50%	0%
Jagüito Solar	JAGG1	6914	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Punta Rincon	PURG1	6756	95.50	95.50	95.50	70%	70%	70%
	PURG2	6757	95.50	95.50	95.50	70%	70%	70%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Costa Norte	CNOG1	6804	63.54	71.25	49.07	85%	95%	65%
	CNOG2	6805	63.54	71.25	49.07	85%	95%	65%
	CNOG3	6806	63.54	71.25	0.00	85%	95%	0%
	CNOV1	6807	139.12	156.00	71.62	89%	100%	46%
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	17.96	0.00	95%	95%	0%
A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	17.00	17.00	0.00	94%	94%	0%
Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	37.41	0.00	95%	95%	0%
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	17.00	0.00	95%	43%	0%
Panam Ampliación	PAMM7	6108	16.15	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PAMM8	6108	16.15	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PAMM9	6108	16.15	0.00	0.00	95%	0%	0%
Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG2	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG3	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG4	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG5	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG6	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
	EDMG7	6688	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%
Miraflores G8	MIRG8	6155	17.96	0.00	0.00	95%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2019			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Pacora	PACP1	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PACP2	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
	PACP3	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%
Cativá	CATG1	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG2	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG3	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG4	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG5	6271	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG0	6272	8.28	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CATG6	6272	4.36	0.00	0.00	50%	0%	0%
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2019			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	SVC-LSA	6812	36.35	7.46	-8.16	0%	0%	0%
	SVC-PAN2	6817	4.13	18.19	4.30	0%	0%	0%
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	100.09	99.29	87.87	95%	95%	84%
	CHANG2	6265	100.00	99.00	99.00	95%	94%	94%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
	PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2019			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	0.00	95%	95%	0%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	0.00	95%	95%	0%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
	PDOG2	6453	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
	LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	0.00	95%	95%	0%
	BBLG2	6552	12.65	12.65	0.00	95%	95%	0%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	CHU G2	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
Colorado	COLOG1	6798	3.20	3.20	0.00	95%	95%	0%
	COLOG2	6799	3.20	3.20	0.00	95%	95%	0%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
	NCH2G2	6473	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
	PORG2	6474	3.75	3.00	2.25	25%	20%	15%
Toabre	TOAG1	6785	25.50	20.40	15.30	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Panasolar	PASG1	6707	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.80	1.05	0.00	60%	35%	0%
La Mata Solar	LAMG1	6557	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Estrella Solar	ESOG1	6734	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Milton Solar	MSOG1	6738	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Vista Alegre Solar	VALG1	6739	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol Real	SREG1	6903	6.47	3.77	0.00	60%	35%	0%
El Espinal	EESG1	6904	5.10	2.98	0.00	60%	35%	0%
Pocrí	POCRG1	6905	9.60	5.60	0.00	60%	35%	0%
Jagüito Solar	JAGG1	6914	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Fortuna	FORG1	6097	95.00	57.00	0.00	95%	57%	0%
	FORG2	6098	95.00	57.00	0.00	95%	57%	0%
	FORG3	6099	55.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
	PURG2	6757	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Costa Norte	CNOG1	6804	35.00	0.00	0.00	47%	0%	0%
	CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2020			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	**SVC-LSA**	**6812**	**-4.68**	**-15.62**	**-10.63**			
	SVC-PAN2	**6817**	**31.87**	**9.71**	**8.36**			
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre	MENM1	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%
	MENM2	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%
Algarrobos	ALGA1	6305	1.50	1.50	1.50	29%	29%	29%
	ALGA2	6305	1.50	1.50	1.50	29%	29%	29%
Dolega	DOLG1	6420	0.50	0.50	0.50	48%	48%	48%
	DOLG2	6420	0.50	0.50	0.50	48%	48%	48%
	DOLG3	6420	1.00	1.00	1.00	96%	96%	96%
La Yeguada	YEGG1	6432	1.50	1.50	1.50	50%	50%	50%
	YEGG2	6432	1.50	1.50	1.50	50%	50%	50%
	YEGG3	6432	0.50	0.50	0.50	50%	50%	50%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.00	1.00	1.00	80%	80%	80%
	MMOG2	6422	1.00	1.00	1.00	80%	80%	80%
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
Chan I	CHANG1	6264	82.94	74.97	78.92	79%	72%	75%
	CHANG2	6265	77.00	78.50	0.00	73%	75%	0%
	CHANG3	6268	8.65	8.65	8.65	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.00	1.00	1.00	56%	56%	56%
	MACG2	6389	1.00	1.00	1.00	56%	56%	56%
Paso Ancho	PAAG1	6391	1.00	1.00	1.00	34%	34%	34%
	PAAG2	6392	1.00	1.00	1.00	34%	34%	34%
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.00	1.00	1.00	63%	63%	63%
	LP1G2	6421	1.00	1.00	1.00	63%	63%	63%
	LP1G3	6421	1.00	1.00	1.00	63%	63%	63%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
	PEDIIG2	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%
	MENIIG2	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
Cochea	COCG1	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%
	COCG2	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%
Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG2	6450	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG3	6451	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
	SLORG2	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG2	6447	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG3	6448	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
RP-490	RP4G1	6396	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%
	RP4G2	6397	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%
Bugaba	BU1G1	6423	1.25	1.25	1.25	60%	60%	60%
	BU1G2	6424	1.25	1.25	1.25	60%	60%	60%
	BU1G3	6425	0.80	0.80	0.80	82%	82%	82%
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG2	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG3	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG4	6514	1.50	1.50	1.50	71%	71%	71%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2020			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG2	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG3	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG2	6525	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG3	6526	0.60	0.60	0.60	61%	61%	61%
San Andrés	SANDG1	6338	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	SANDG2	6338	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
	LP2G2	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
Bugaba II	BU2G1	6497	1.50	1.50	1.50	64%	64%	64%
	BU2G2	6497	1.50	1.50	1.50	64%	64%	64%
	BU2G3	6497	0.80	0.80	0.80	69%	69%	69%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	2.00	2.00	2.00	40%	40%	40%
Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	PDOG2	6453	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	3.66	61%	61%	89%
	LACG2	6744	2.50	2.50	3.66	61%	61%	89%
Barro Blanco	BBLG1	6552	5.79	5.79	5.79	43%	43%	43%
	BBLG2	6552	5.79	5.79	5.79	43%	43%	43%
	BBLG3	6552	1.80	1.80	1.80	96%	96%	96%
Chuspa	CHU G1	6767	1.75	1.75	1.75	40%	40%	40%
	CHU G2	6767	1.75	1.75	1.75	40%	40%	40%
Burica	BCA G1	6788	12.00	12.00	12.00	38%	38%	38%
	BCA G2	6788	12.00	12.00	12.00	38%	38%	38%
La Huaca	LHUG1	6924	3.00	3.00	3.00	51%	51%	51%
	LHUG2	6925	3.00	3.00	3.00	51%	51%	51%
Colorado	CDOG1	6798	1.70	1.70	1.70	50%	50%	50%
	CDOG2	6799	1.70	1.70	1.70	50%	50%	50%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	38.50	33.00	30.25	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	14.00	12.00	11.00	70%	60%	55%
	RDV2G2	6465	21.00	18.00	16.50	70%	60%	55%
Marañon	MARG1	6466	12.25	10.50	9.63	70%	60%	55%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	43.75	37.50	34.38	70%	60%	55%
	NCH2G2	6473	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Portobelo	PORG1	6469	22.75	19.50	17.88	70%	60%	55%
	PORG2	6474	10.50	9.00	8.25	70%	60%	55%
Toabre	TOAG1	6785	71.40	61.20	56.10	70%	60%	55%
Divisa Solar	DISG1	6502	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cocle	COLG1	6556	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol de David	SODG1	6570	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	4.50	3.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.25	1.50	0.00	75%	50%	0%
Panasolar	PASG1	6707	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Mata	LAM34	6557	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Pocri	POCR	6905	12.00	8.00	0.00	75%	50%	0%
Sol Real	SER	6903	8.08	5.39	0.00	75%	50%	0%
El Espinal	EES	6904	6.40	4.25	0.00	75%	50%	0%
Jaguito	JAG	6914	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	130.15	106.00	95%	95%	77%
	PURG2	6757	130.15	130.15	106.00	95%	95%	77%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	0.00	55%	55%	0%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	71.25	67.97	45.04	95%	91%	60%
	GASMG2	6870	71.25	67.97	0.00	95%	91%	0%
	GASMV1	6871	75.00	71.55	23.71	100%	95%	32%
	GASMG3	6872	71.25	71.25	45.04	95%	95%	60%
	GASMG4	6873	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GASMV2	6874	75.00	37.50	23.71	100%	50%	32%
Costa Norte	CNOG1	6804	66.41	71.25	71.25	89%	95%	95%
	CNOG2	6805	66.41	0.00	0.00	89%	0%	0%
	CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOG4	6807	96.93	52.00	52.00	62%	33%	33%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2020			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	**SVC-LSA**	**6812**	**37.38**	**28.38**	**-8.32**			
	SVC-PAN2	**6817**	**13.98**	**7.53**	**2.61**			
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	0.00	95%	95%	0%
	BAMG3	6329	0.50	0.50	0.50	77%	77%	77%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	98.22	98.24	84.16	94%	94%	80%
	CHANG2	6265	99.60	99.60	0.00	95%	95%	0%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
	PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	41.90	0.00	95%	95%	0%
	BAIG4	6328	1.50	1.50	1.50	83%	83%	83%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2020			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG3	6552	1.80	1.80	1.80	96%	96%	96%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajo de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.90	3.90	3.90	95%	95%	95%
	LACG2	6744	3.90	3.90	3.90	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	CHU G2	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
Burica	BCA G1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
	BCA G2	6788	29.93	29.93	0.00	95%	95%	0%
La Huaca	LHUG1	6924	5.70	5.70	0.00	97%	97%	0%
	LHUG2	6925	5.70	5.70	0.00	97%	97%	0%
Colorado	CDOG1	6798	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%
	CDOG2	6799	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
	NCH2G2	6473	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
	PORG2	6474	3.75	3.00	2.25	25%	20%	15%
Toabre	TOAG1	6785	25.50	20.40	15.30	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.80	1.05	0.00	60%	35%	0%
Panasolar	PASG1	6707	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Mata	LAM34	6557	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Pocri	POCR	6905	9.60	5.60	0.00	60%	35%	0%
Sol Real	SER	6903	6.46	3.73	0.00	60%	35%	0%
El Espinal	EES	6904	5.10	2.97	0.00	60%	35%	0%
Jaguito	JAG	6914	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Fortuna	FORG1	6097	95.00	66.00	0.00	95%	66%	0%
	FORG2	6098	95.00	66.00	0.00	95%	66%	0%
	FORG3	6099	95.00	0.00	0.00	95%	0%	0%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
	PURG2	6757	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	30.00	0.00	0.00	40%	0%	0%
	GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMV2	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2022			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	SVC-LSA	6812	-43.32	-19.19	-22.01			
	SVC-PAN2	6817	11.64	-17.21	20.86			
La Estrella	LESG1	6090	11.00	11.00	11.00	47%	47%	47%
	LESG2	6091	11.00	11.00	11.00	47%	47%	47%
Los Valles	LVAG1	6094	12.00	12.00	12.00	44%	44%	44%
	LVAG2	6095	12.00	12.00	12.00	44%	44%	44%
Está	ESTG1	6176	31.50	31.50	31.50	53%	53%	53%
	ESTG2	6177	31.50	31.50	31.50	53%	53%	53%
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre	MENM1	6306	1.90	1.90	1.90	20%	20%	20%
	MENM2	6306	1.90	1.90	1.90	20%	20%	20%
Algarrobos	ALGA1	6305	0.93	0.93	0.93	18%	18%	18%
	ALGA2	6305	0.93	0.93	0.93	18%	18%	18%
Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG3	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
La Yeguada	YEGG1	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG2	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG3	6432	0.40	0.40	0.40	40%	40%	40%
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
	MMOG2	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
Gualaca	GLAG1	6361	3.91	3.91	3.91	31%	31%	31%
	GLAG2	6362	3.91	3.91	3.91	31%	31%	31%
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG3	6329	0.50	0.50	0.50	77%	77%	77%
Lorena	LORG1	6364	3.91	3.91	3.91	23%	23%	23%
	LORG2	6365	3.91	3.91	3.91	23%	23%	23%
Chan I	CHANG1	6264	75.89	76.71	74.57	72%	73%	71%
	CHANG2	6265	71.00	72.50	71.00	68%	69%	68%
	CHANG3	6268	8.65	8.65	8.65	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
Prudencia	PRUG1	6367	8.00	8.00	8.00	27%	27%	27%
	PRUG2	6368	8.00	8.00	8.00	27%	27%	27%
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
	PEDIIG2	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.50	1.50	1.50	39%	39%	39%
	MENIIG2	6308	1.50	1.50	1.50	39%	39%	39%
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
Cochea	COCG1	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
	COCG2	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG2	6450	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG3	6451	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
	SLORG2	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG2	6447	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG3	6448	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
	RP4G2	6397	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G2	6424	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG2	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG3	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG2	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG3	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2022			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG2	6525	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG2	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G2	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajo de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.66	3.66	3.66	89%	89%	89%
	LACG2	6744	3.66	3.66	3.66	89%	89%	89%
San Andrés	SANDG1	6338	2.30	2.30	2.30	46%	46%	46%
	SANDG2	6338	2.30	2.30	2.30	46%	46%	46%
Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
	LP2G2	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	PDOG2	6453	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
Chuspa	CHU G1	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
	CHU G2	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
Burica	BCA G1	6788	10.50	10.50	10.50	33%	33%	33%
	BCA G2	6788	10.50	10.50	10.50	33%	33%	33%
La Huaca	LHUG1	6924	5.70	3.00	3.00	97%	51%	51%
	LHUG2	6925	5.70	3.00	3.00	97%	51%	51%
Colorado	CDOG1	6798	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
	CDOG2	6799	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
El Recodo	EREG1	6926	9.50	3.10	9.50	95%	31%	95%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	38.50	33.00	30.25	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	14.00	12.00	11.00	70%	60%	55%
	RDV2G2	6465	21.00	18.00	16.50	70%	60%	55%
Marañon	MARG1	6466	12.25	10.50	9.63	70%	60%	55%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	43.75	37.50	34.38	70%	60%	55%
	NCH2G2	6473	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Portobelo	PORG1	6469	22.75	19.50	17.88	70%	60%	55%
	PORG2	6474	10.50	9.00	8.25	70%	60%	55%
Toabre	TOAG1	6785	71.40	61.20	56.10	70%	60%	55%
Divisa Solar	DISG1	6502	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cocle	COLG1	6556	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol de David	SODG1	6570	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	4.50	3.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.25	1.50	0.00	75%	50%	0%
Panasolar	PASG1	6707	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Mata	LAM34	6557	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Pocri	POCR	6905	12.00	8.00	0.00	75%	50%	0%
Sol Real	SER	6903	8.09	5.39	0.00	75%	50%	0%
El Espinal	EES	6904	6.38	4.25	0.00	75%	50%	0%
Jaguito	JAG	6914	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Providencia	PROV34	6553	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Salamanca	LASG1	6927	6.00	4.00	0.00	75%	50%	0%
El Chumical	ECHG1	6931	30.00	20.00	0.00	75%	50%	0%
Ener Solar 1	ENE1 G1	6933	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Ener Solar 2	ENE2 G1	6934	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Hiperion	HIP G1	6935	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
	PURG2	6757	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	71.25	71.25	45.04	95%	95%	60%
	GASMG2	6870	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%
	GASMV1	6871	75.00	75.00	23.71	100%	100%	32%
	GASMG3	6872	71.25	71.25	45.04	95%	95%	60%
	GASMG4	6873	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%
	GASMV2	6874	75.00	75.00	23.71	100%	100%	32%
Costa Norte	CNOG1	6804	67.40	71.25	71.25	90%	95%	95%
	CNOG2	6805	67.40	0.00	0.00	90%	0%	0%
	CNOG3	6806	67.40	0.00	0.00	90%	0%	0%
	CNOG4	6807	147.56	52.00	52.00	95%	33%	33%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2022			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	**SVC-LSA**	**6812**	**64.85**	**37.88**	**11.78**			
	SVC-PAN2	**6817**	**31.86**	**-19.92**	**-27.56**			
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	98.69	99.31	72.78	94%	95%	69%
	CHANG2	6265	99.00	99.00	72.50	94%	94%	69%
	CHANG3	6268	8.65	8.65	8.65	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	11.87	11.87	11.87	95%	95%	95%
	PEDIG2	6386	11.87	11.87	11.87	95%	95%	95%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	0.00	95%	95%	0%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2022			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG3	6552	1.78	1.78	1.78	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G3	6497	1.04	1.04	1.04	90%	90%	90%
Bajo de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
	LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	CHU G2	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
Burica	BCA G1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
	BCA G2	6788	29.93	29.93	0.00	95%	95%	0%
La Huaca	LHUG1	6924	5.55	5.55	5.55	95%	95%	95%
	LHUG2	6925	5.55	5.55	5.55	95%	95%	95%
Colorado	CDOG1	6798	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%
	CDOG2	6799	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%
El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
	NCH2G2	6473	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
	PORG2	6474	3.75	3.00	2.25	25%	20%	15%
Toabre	TOAG1	6785	25.50	20.40	15.30	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.80	1.05	0.00	60%	35%	0%
Panasolar	PASG1	6707	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Mata	LAM34	6557	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Pocri	POCR	6905	9.60	5.60	0.00	60%	35%	0%
Sol Real	SER	6903	6.40	3.77	0.00	59%	35%	0%
El Espinal	EES	6904	5.10	2.98	0.00	60%	35%	0%
Jaguito	JAG	6914	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Providencia	PROV34	6553	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Salamanca	LASG1	6927	4.80	2.80	0.00	60%	35%	0%
El Chumical	ECHG1	6931	24.00	14.00	0.00	60%	35%	0%
Ener Solar 1	ENE1 G1	6933	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Ener Solar 2	ENE2 G1	6934	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Hiperion	HIP G1	6935	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Fortuna	FORG1	6097	95.00	77.40	0.00	95%	77%	0%
	FORG2	6098	95.00	77.40	0.00	95%	77%	0%
	FORG3	6099	95.00	77.40	0.00	95%	77%	0%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
	PURG2	6757	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	67.00	0.00	0.00	89%	0%	0%
	GASMG2	6870	67.00	0.00	0.00	89%	0%	0%
	GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMV2	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2024			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	SVC-LSA	6812	-3.84	0.91	-9.39			
	SVC-PAN2	6817	0.00	10.32	33.52			
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%
Estí	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%
	MENM2	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%
Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%
Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG2	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG3	6432	0.40	0.40	0.40	40%	40%	40%
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
	MMOG2	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
Chan I	CHANG1	6264	74.06	73.01	74.51	71%	70%	71%
	CHANG2	6265	77.00	77.00	77.00	73%	73%	73%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
	PEDIIG2	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.50	1.50	1.50	39%	39%	39%
	MENIIG2	6308	1.50	1.50	1.50	39%	39%	39%
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
Cochea	COCG1	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
	COCG2	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG2	6450	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG3	6451	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
	SLORG2	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG2	6447	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG3	6448	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
	RP4G2	6397	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G2	6424	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG2	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG3	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG4	6514	2.00	2.00	2.00	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2024			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG2	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG3	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG2	6525	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	2.30	2.30	2.30	46%	46%	46%
	SANDG2	6338	2.30	2.30	2.30	46%	46%	46%
Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
	LP2G2	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
Bugaba II	BU2G1	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G2	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	PDOG2	6453	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
La Cuchilla	LACG1		2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
	LACG2		2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
Barro Blanco	BBLG1	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG2	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
	CHU G2	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
Burica	BCA G1	6788	10.50	10.50	10.50	33%	33%	33%
	BCA G2	6788	10.50	10.50	10.50	33%	33%	33%
Tizingal	TIZG1	6764	2.00	2.00	2.00	44%	44%	44%
Colorado	COLOG1	6798	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
	COLOG2	6799	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
La Huaca	LHUG1	6924	3.00	3.00	3.00	51%	51%	51%
	LHUG2	6925	3.00	3.00	3.00	51%	51%	51%
El Recodo	EREG1	6926	3.00	3.00	3.00	30%	30%	30%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	38.50	33.00	30.25	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	14.00	12.00	11.00	70%	60%	55%
	RDV2G2	6465	21.00	18.00	16.50	70%	60%	55%
Marañon	MARG1	6466	12.25	10.50	9.63	70%	60%	55%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	43.75	37.50	34.38	70%	60%	55%
	NCH2G2	6468	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Portobelo	PORG1	6469	22.75	19.50	17.88	70%	60%	55%
	PORG2	6470	10.50	9.00	8.25	70%	60%	55%
Toabre	TOAG1	6785	71.40	61.20	56.10	70%	60%	55%
Divisa Solar	DISG1	6502	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cocle	COLG1	6556	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Panasolar	PASG1	6560	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol de David	SODG1	6561	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6562	4.50	3.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.25	1.50	0.00	75%	50%	0%
Providencia	PROV34	6553	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Mata	LAM34	6557	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol Real	SREG1	6903	8.09	5.39	0.00	75%	50%	0%
El Espinal	EEPG1	6904	6.38	4.25	0.00	75%	50%	0%
Pocrí	POCRG1	6905	12.00	8.00	0.00	75%	50%	0%
Jagüito Solar	JAGG1	6914	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Salamanca	LASG1	6927	6.00	4.00	0.00	75%	50%	0%
El Chumical 1	ECHG1	6931	30.00	20.00	0.00	75%	50%	0%
Santiago Gen 1	PSSG1	6937	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Ener Solar 1	ENE1G1	6933	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Ener Solar 2	ENE2G1	6934	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Hiperion Solar	HIPG1	6935	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Llano Sánchez	LLSG1	6936	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
El Higo 2	EHIGG2	6938	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Neoen Chiriqui	NECG1	6941	22.50	15.00	0.00	75%	50%	0%
Baru	BARG1	6939	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Tea	TEAG1	6942	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
El Higo 1	EHIGG1	6940	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
	PURG2	6757	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2024			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Martano	GASMG1	6869	71.25	71.25	45.04	95%	95%	60%
	GASMG2	6870	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%
	GASMV1	6871	75.00	75.00	23.71	100%	100%	32%
	GASMG3	6872	71.25	71.25	45.04	95%	95%	60%
	GASMG4	6873	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%
	GASMV2	6874	75.00	75.00	23.71	100%	100%	32%
Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	71.25	71.25	95%	95%	95%
	CNOG2	6805	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CNOG3	6806	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
	CNOV1	6807	156.00	52.00	52.00	100%	33%	33%
GNL (400)	TGNG1	6899	71.25	71.25	71.25	95%	95%	95%
	TGNG2	6900	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	TGNG3	6901	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	TGNV1	6902	52.00	52.00	52.00	33%	33%	33%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2024			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	SVC-LSA	6812	27.79	-5.54	15.69			
	SVC-PAN2	6817	27.96	5.71	-0.07			
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	98.23	98.82	97.66	94%	94%	93%
	CHANG2	6265	99.00	99.00	99.00	94%	94%	94%
	CHANG3	6268	8.65	8.65	8.65	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
	PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG4	6328	1.71	1.71	1.71	95%	95%	95%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2024			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
	PDOG2	6453	15.81	15.81	0.00	95%	95%	0%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.90	3.90	0.00	95%	95%	0%
	LACG2	6744	3.90	3.90	0.00	95%	95%	0%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	CHU G2	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
Burica	BCA G1	6788	29.93	29.93	0.00	95%	95%	0%
	BCA G2	6788	29.93	29.93	0.00	95%	95%	0%
Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
Colorado	COLOG1	6798	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
	COLOG2	6799	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
La Huaca	LHUG1	6924	5.56	5.56	5.56	95%	95%	95%
	LHUG2	6925	5.56	5.56	5.56	95%	95%	95%
El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	0.00	95%	95%	0%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
	NCH2G2	6473	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
	PORG2	6474	3.75	3.00	2.25	25%	20%	15%
Toabre	TOAG1	6785	25.50	20.40	15.30	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Panasolar	PASG1	6707	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.80	1.05	0.00	60%	35%	0%
Providencia	PROV34	6553	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Mata	LAM34	6557	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol Real	SREG1	6903	6.47	3.77	0.00	60%	35%	0%
El Espinal	EEPG1	6904	5.10	2.98	0.00	60%	35%	0%
Pocrí	POCRG1	6905	9.60	5.60	0.00	60%	35%	0%
Jagüito Solar	JAGG1	6914	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Salamanca	LASG1	6927	4.80	2.80	0.00	60%	35%	0%
El Chumical 1	ECHG1	6931	24.00	14.00	0.00	60%	35%	0%
Santiago Gen 1	PSSG1	6937	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Ener Solar 1	ENE1G1	6933	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Ener Solar 2	ENE2G1	6934	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Hiperion Solar	HIPG1	6935	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Llano Sánchez	LLSG1	6936	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
El Higo 2	EHIGG2	6938	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Neoen Chiriqui	NECG1	6941	18.00	10.50	0.00	60%	35%	0%
Baru	BARG1	6939	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Tea	TEAG1	6942	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
El Higo 1	EHIGG1	6940	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%
	FORG2	6098	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%
	FORG3	6099	95.00	55.00	0.00	95%	55%	0%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSA 2024			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
	PURG2	6757	130.15	106.00	106.00	95%	77%	77%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	71.25	45.04	45.04	95%	60%	60%
	GASMG2	6870	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GASMV1	6871	75.00	23.71	23.71	100%	32%	32%
	GASMG3	6872	51.59	45.04	45.04	69%	60%	60%
	GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMV2	6874	27.16	23.71	23.71	36%	32%	32%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2026			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	**SVC-LSA**	**6812**	**16.15**	**-15.34**	**-10.01**			
	SVC-PAN2	**6817**	**19.34**	**39.80**	**-11.73**			
	SVC-CHG	**6847**	**-3.78**	**-19.93**	**-30.00**			
	SVC-PAN3	**6849**	**39.48**	**-30.00**	**-30.00**			
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%
	MENM2	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%
Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%
Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG2	6432	0.40	0.40	0.40	13%	13%	13%
	YEGG3	6432	0.40	0.40	0.40	40%	40%	40%
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
	MMOG2	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%
Chan I	CHANG1	6264	76.42	77.14	77.25	73%	74%	74%
	CHANG2	6265	74.00	74.00	76.00	71%	71%	72%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
	PEDIIG2	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.50	1.50	1.50	39%	39%	39%
	MENIIG2	6308	1.50	1.50	1.50	39%	39%	39%
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%
Cochea	COCG1	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
	COCG2	6307	2.00	2.00	2.00	27%	27%	27%
Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG2	6450	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	MLIG3	6451	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
	SLORG2	6480	0.20	0.20	0.20	5%	5%	5%
El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG2	6447	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
	ALTG3	6448	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%
RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
	RP4G2	6397	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%
Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G2	6424	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%
La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG2	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG3	6514	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	LPOG4	6514	2.00	2.00	2.00	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2026			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG2	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
	SALG3	6512	3.00	3.00	3.00	32%	32%	32%
Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG2	6525	4.50	4.50	4.50	46%	46%	46%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	2.30	2.30	2.30	46%	46%	46%
	SANDG2	6338	2.30	2.30	2.30	46%	46%	46%
Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
	LP2G2	6495	2.00	2.00	2.00	46%	46%	46%
Bugaba II	BU2G1	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G2	6497	1.20	1.20	1.20	51%	51%	51%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
	PDOG2	6453	11.00	11.00	11.00	66%	66%	66%
La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
	LACG2	6744	2.50	2.50	2.50	61%	61%	61%
Barro Blanco	BBLG1	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG2	6552	6.00	6.00	6.00	45%	45%	45%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
	CHU G2	6767	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%
Burica	BCA G1	6788	10.50	10.50	10.50	33%	33%	33%
	BCA G2	6788	10.50	10.50	10.50	33%	33%	33%
Tizingal	TIZG1	6764	2.00	2.00	2.00	44%	44%	44%
Colorado	COLOG1	6798	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
	COLOG2	6799	1.69	1.69	1.69	50%	50%	50%
La Huaca	LHUG1	6924	3.00	3.00	3.00	51%	51%	51%
	LHUG2	6925	3.00	3.00	3.00	51%	51%	51%
El Recodo	EREG1	6926	3.00	3.00	3.00	30%	30%	30%
Santa Maria 82	SMA82G1	6791	4.70	4.70	4.70	33%	33%	33%
	SMA82G2	6792	4.70	4.70	4.70	33%	33%	33%
Mini Chan II	CHANIIG3	6879	5.00	5.00	5.00	36%	36%	36%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	38.50	33.00	30.25	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	14.00	12.00	11.00	70%	60%	55%
	RDV2G2	6465	21.00	18.00	16.50	70%	60%	55%
Marañon	MARG1	6466	12.25	10.50	9.63	70%	60%	55%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	43.75	37.50	34.38	70%	60%	55%
	NCH2G2	6473	36.75	31.50	28.88	70%	60%	55%
Portobelo	PORG1	6469	22.75	19.50	17.88	70%	60%	55%
	PORG2	6474	10.50	9.00	8.25	70%	60%	55%
Toabre	TOAG1	6785	71.40	61.20	56.10	70%	60%	55%
Divisa Solar	DISG1	6502	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cocle	COLG1	6556	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Panasolar	PASG1	6707	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol de David	SODG1	6570	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	4.50	3.00	0.00	75%	50%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.25	1.50	0.00	75%	50%	0%
Solar Pacora II	SPACII G1	6582	5.25	3.50	0.00	75%	50%	0%
Providencia	PROV34	6553	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Mata	LAMG1	6557	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Sol Real	SREG1	6903	8.08	5.39	0.00	75%	50%	0%
El Espinal	EESG1	6904	6.38	4.25	0.00	75%	50%	0%
Pocrí	POCRG1	6905	12.00	8.00	0.00	75%	50%	0%
Jagüito Solar	JAGG1	6914	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
La Salamanca	LASG1	6927	6.00	4.00	0.00	75%	50%	0%
El Chumical 1	ECHG1	6931	30.00	20.00	0.00	75%	50%	0%
Santiago Gen 1	PSSG1	6937	3.75	2.50	0.00	75%	50%	0%
Ener Solar 1	ENE1G1	6933	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Ener Solar 2	ENE2G1	6934	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Hiperion Solar	HIPG1	6935	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
Llano Sanchez	LLSG1	6936	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
El Higo 2	EHIGG2	6938	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Neoen Chiriqui	NECG1	6941	22.50	15.00	0.00	75%	50%	0%
Barú	BARG1	6939	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Tea	TEAG1	6942	15.00	10.00	0.00	75%	50%	0%
El Higo 1	EHIGG1	6940	7.50	5.00	0.00	75%	50%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA SECA 2026			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
	PURG2	6757	130.15	130.15	130.15	95%	95%	95%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	71.25	71.25	61.42	95%	95%	82%
	GASMG2	6870	71.25	71.25	61.42	95%	95%	82%
	GASMV1	6871	75.00	75.00	64.66	100%	100%	86%
	GASMG3	6872	71.25	71.25	45.04	95%	95%	60%
	GASMG4	6873	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%
	GASMV2	6874	75.00	75.00	23.71	100%	100%	32%
Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	55.83	71.25	95%	74%	95%
	CNOG2	6805	71.25	55.83	0.00	95%	74%	0%
	CNOG3	6806	71.25	55.83	0.00	95%	74%	0%
	CNOV1	6807	156.00	122.25	52.00	100%	78%	33%
GNL (400)	TGNG1	6899	57.76	71.25	71.25	77%	95%	95%
	TGNG2	6900	57.76	0.00	0.00	77%	0%	0%
	TGNG3	6901	57.76	0.00	0.00	77%	0%	0%
	TGNV1	6902	126.47	52.00	52.00	81%	33%	33%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSO 2026			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
SVC	**SVC-LSA**	**6812**	**-11.01**	**32.36**	**24.75**			
	SVC-PAN2	**6817**	**-30.00**	**-30.00**	**26.72**			
	SVC-CHG	**6847**	**19.57**	**14.39**	**-29.77**			
	SVC-PAN3	**6849**	**82.52**	**58.14**	**-30.00**			
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
	MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
	ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
	MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
	BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
	LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
Chan I	CHANG1	6264	99.54	99.93	99.21	95%	95%	95%
	CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
	MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
	PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
	PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
	LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
	PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
	BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
	MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
	EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
	ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	LPOG4	6514	2.00	2.00	2.00	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSO 2026			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
	SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
	LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
	LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
	BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
	PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
	LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
Barro Blanco	BBLG1	6552	12.54	12.54	12.54	94%	94%	94%
	BBLG2	6552	12.54	12.54	12.54	94%	94%	94%
	BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
Chuspa	CHU G1	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
	CHU G2	6767	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
Burica	BCA G1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
	BCA G2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
Colorado	COLOG1	6798	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%
	COLOG2	6799	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%
La Huaca	LHUG1	6924	5.56	5.56	5.56	95%	95%	95%
	LHUG2	6925	5.56	5.56	5.56	95%	95%	95%
El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%
Santa Maria 82	SMA82G1	6821	13.47	13.47	13.47	95%	95%	95%
	SMA82G2	6822	13.47	13.47	13.47	95%	95%	95%
Mini Chan II	CHANIIG3	6879	13.02	13.02	13.02	95%	95%	95%
Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	11.00	8.25	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	4.00	3.00	25%	20%	15%
	RDV2G2	6465	7.50	6.00	4.50	25%	20%	15%
Marañon	MARG1	6466	4.38	3.50	2.63	25%	20%	15%
Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	12.50	9.38	25%	20%	15%
	NCH2G2	6473	13.13	10.50	7.88	25%	20%	15%
Portobelo	PORG1	6469	8.13	6.50	4.88	25%	20%	15%
	PORG2	6474	3.75	3.00	2.25	25%	20%	15%
Toabre	TOAG1	6785	25.50	20.40	15.30	25%	20%	15%
Divisa Solar	DISG1	6502	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Don Felix	DOFG1	6503	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Chiriquí	SOCG1	6504	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Paris	SOPG1	6554	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Farallon Solar II	FAR34	6761	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Los Angeles	LANG1	6555	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cocle	COLG1	6556	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Panasolar	PASG1	6707	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol de David	SODG1	6570	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Solar Caldera	SCALG1	6571	3.60	2.10	0.00	60%	35%	0%
Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.80	1.05	0.00	60%	35%	0%
Solar Pacora II	SPACII G1	6582	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Providencia	PROV34	6553	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Mata	LAMG1	6557	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Estrella Solar	ESO34	6734	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Milton Solar	MSO34	6738	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Vista Alegre Solar	VAL34	6739	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Sol Real	SREG1	6903	6.47	3.77	0.00	60%	35%	0%
El Espinal	EESG1	6904	5.10	2.98	0.00	60%	35%	0%
Pocrí	POCRG1	6905	9.60	5.60	0.00	60%	35%	0%
Jagüito Solar	JAGG1	6914	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
La Salamanca	LASG1	6927	4.80	2.80	0.00	60%	35%	0%
El Chumical 1	ECHG1	6931	24.00	14.00	0.00	60%	35%	0%
Santiago Gen 1	PSSG1	6937	3.00	1.75	0.00	60%	35%	0%
Ener Solar 1	ENE1G1	6933	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Ener Solar 2	ENE2G1	6934	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Hiperion Solar	HIPG1	6935	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
Llano Sanchez	LLSG1	6936	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
El Higo 2	EHIGG2	6938	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Neoen Chiriqui	NECG1	6941	18.00	10.50	0.00	60%	35%	0%
Barú	BARG1	6939	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Tea	TEAG1	6942	12.00	7.00	0.00	60%	35%	0%
El Higo 1	EHIGG1	6940	6.00	3.50	0.00	60%	35%	0%
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
	CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%

DESPACHO DE EPOCA LLUVIOSO 2026			DEMANDA			% GENERACION		
			Max	Med	Min	Max	Med	Min
Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	61.00	95%	95%	61%
	FORG2	6098	95.00	95.00	61.00	95%	95%	61%
	FORG3	6099	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%
Chan II	CHANIIG1	6877	102.00	102.00	0.00	95%	95%	0%
	CHANIIG2	6878	102.00	102.00	0.00	95%	95%	0%
Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	121.50	106.00	95%	89%	77%
	PURG2	6757	130.15	121.50	106.00	95%	89%	77%
BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	0.00	0.00	55%	0%	0%
	BLMG3	6072	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG4	6073	22.00	22.00	22.00	55%	55%	55%
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%
Martano	GASMG1	6869	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GASMG2	6870	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
	GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	GASMG3	6872	60.63	0.00	0.00	81%	0%	0%
	GASMG4	6873	60.63	0.00	0.00	81%	0%	0%
	GASMV2	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

ANEXO III-2
REPORTES DE VOLTAJES

REPORTE DE VOLTAJES AÑO 2017					
Bus	Nodo	Base kV	Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin
6000	FRONTPRO	230	1.0123	1.0130	1.0199
6001	PAN230	230	1.0336	1.0385	1.0208
6003	PANII230	230	1.0411	1.0419	1.0284
6005	CHO230	230	1.0292	1.0318	1.0231
6008	LSA230	230	1.0235	1.0194	1.0344
6011	MDN230	230	1.0028	1.0033	1.0194
6014	PRO230	230	1.0115	1.0122	1.0195
6096	FOR230	230	1.0052	1.0056	1.0212
6100	BAY230	230	1.0441	1.0450	1.0315
6171	PAC230	230	1.0421	1.0427	1.0292
6179	GUA230	230	1.0042	1.0041	1.0195
6182	VEL230	230	1.0075	1.0059	1.0270
6240	EHIG230	230	1.0238	1.0237	1.0273
6260	CHA230	230	1.0193	1.0194	1.0289
6263	ESP230	230	1.0200	1.0202	1.0292
6340	CAN230	230	1.0105	1.0106	1.0249
6380	BOQIII230	230	1.0067	1.0078	1.0190
6400	FRONTCHA	230	1.0203	1.0204	1.0291
6440	DOM230	230	1.0120	1.0123	1.0181
6460	ECO230	230	1.0300	1.0231	1.0443
6470	24DIC230	230	1.0412	1.0423	1.0289
6500	FRONTDOM	230	1.0126	1.0129	1.0187
6520	SBA230	230	1.0122	1.0098	1.0298
6550	BEV230	230	1.0087	1.0069	1.0275
6002	PAN115	115	1.0070	1.0144	1.0226
6004	PANII115	115	1.0077	1.0182	1.0147
6006	CHO115	115	1.0240	1.0277	1.0181
6009	LSA115	115	1.0238	1.0234	1.0378
6012	MDN115	115	1.0043	1.0050	1.0203
6015	PRO115	115	1.0073	1.0089	1.0172
6018	CAC115	115	1.0067	1.0142	1.0218
6024	CHI115	115	0.9918	1.0031	1.0129
6059	LM1115	115	0.9995	1.0069	1.0149
6060	LM2115	115	0.9995	1.0069	1.0149
6087	CAL115	115	1.0101	1.0105	1.0212
6170	CPA115	115	1.0015	1.0093	1.0175
6261	CHA115	115	1.0100	1.0100	1.0165
6290	CATII115	115	0.9996	1.0070	1.0150

REPORTE DE VOLTAJE AÑO 2018								
Bus	Nodo	Base kV	Seca			Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
6000	FRONTPRO	230	1.0176	1.0181	1.0182	1.0104	1.0126	1.0189
6001	PAN230	230	1.0323	1.0337	1.0258	1.0388	1.0422	1.0424
6003	PANII230	230	1.0383	1.0394	1.0322	1.0449	1.0456	1.0454
6005	CHO230	230	1.0328	1.0343	1.0270	1.0359	1.0393	1.0442
6008	LSA230	230	1.0400	1.0391	1.0368	1.0150	1.0262	1.0317
6011	MDN230	230	1.0235	1.0243	1.0239	0.9976	1.0034	1.0179
6014	PRO230	230	1.0167	1.0174	1.0175	1.0095	1.0117	1.0183
6096	FOR230	230	1.0254	1.0260	1.0254	1.0016	1.0046	1.0196
6100	BAY230	230	1.0418	1.0426	1.0352	1.0475	1.0486	1.0482
6171	PAC230	230	1.0403	1.0406	1.0330	1.0453	1.0463	1.0461
6179	GUA230	230	1.0253	1.0256	1.0249	0.9973	1.0024	1.0178
6182	VEL230	230	1.0369	1.0366	1.0351	0.9980	1.0097	1.0246
6240	EHIG230	230	1.0344	1.0353	1.0300	1.0226	1.0311	1.0380
6260	CHA230	230	1.0262	1.0268	1.0265	1.0126	1.0185	1.0283
6263	ESP230	230	1.0256	1.0260	1.0258	1.0131	1.0194	1.0285
6340	CAN230	230	1.0274	1.0278	1.0272	1.0036	1.0093	1.0237
6380	BOQIII230	230	1.0191	1.0199	1.0199	1.0030	1.0068	1.0174
6400	FRONTCHA	230	1.0266	1.0271	1.0269	1.0142	1.0196	1.0285
6440	DOM230	230	1.0176	1.0177	1.0175	1.0104	1.0124	1.0183
6460	ECO230	230	1.0413	1.0426	1.0407	1.0246	1.0343	1.0348
6470	24DIC230	230	1.0384	1.0397	1.0326	1.0449	1.0459	1.0454
6500	FRONTDOM	230	1.0181	1.0182	1.0181	1.0109	1.0130	1.0188
6520	SBA230	230	1.0393	1.0388	1.0370	1.0025	1.0146	1.0272
6550	BEV230	230	1.0372	1.0369	1.0353	0.9994	1.0110	1.0253
6002	PAN115	115	1.0154	1.0171	1.0077	1.0193	1.0132	1.0197
6004	PANII115	115	1.0069	1.0056	1.0082	1.0166	1.0100	1.0201
6006	CHO115	115	1.0244	1.0277	1.0204	1.0313	1.0357	1.0407
6009	LSA115	115	1.0378	1.0392	1.0397	1.0187	1.0290	1.0373
6012	MDN115	115	1.0259	1.0282	1.0288	0.9999	1.0060	1.0195
6015	PRO115	115	1.0113	1.0133	1.0150	1.0060	1.0082	1.0159
6018	CAC115	115	1.0146	1.0167	1.0071	1.0186	1.0129	1.0190
6024	CHI115	115	0.9961	1.0025	0.9978	1.0023	1.0022	1.0113
6059	LM1115	115	1.0023	1.0041	1.0017	1.0071	1.0074	1.0161
6060	LM2115	115	1.0023	1.0041	1.0017	1.0072	1.0075	1.0162
6087	CAL115	115	1.0233	1.0250	1.0254	1.0082	1.0135	1.0245
6170	CPA115	115	1.0092	1.0087	1.0034	1.0112	1.0090	1.0168
6261	CHA115	115	1.0137	1.0153	1.0150	1.0001	1.0068	1.0165
6290	CATII115	115	1.0025	1.0043	1.0018	1.0073	1.0075	1.0162

REPORTE DE VOLTAJE AÑO 2019								
Bus	Nodo	Base kV	Seca			Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
6000	FRONTPRO	230	1.0165	1.0171	1.0172	1.0094	1.0104	1.0194
6001	PAN230	230	1.0383	1.0446	1.0419	1.0246	1.0347	1.0244
6003	PANII230	230	1.0430	1.0476	1.0439	1.0368	1.0418	1.0267
6005	CHO230	230	1.0437	1.0458	1.0467	1.0164	1.0281	1.0272
6008	LSA230	230	1.0446	1.0407	1.0426	0.9966	1.0090	1.0324
6011	MDN230	230	1.0248	1.0242	1.0254	1.0006	1.0024	1.0149
6014	PRO230	230	1.0161	1.0166	1.0170	1.0085	1.0095	1.0185
6096	FOR230	230	1.0268	1.0259	1.0269	1.0077	1.0079	1.0156
6100	BAY230	230	1.0462	1.0504	1.0468	1.0393	1.0446	1.0296
6171	PAC230	230	1.0445	1.0481	1.0445	1.0370	1.0424	1.0273
6179	GUA230	230	1.0269	1.0257	1.0267	0.9987	1.0023	1.0138
6182	VEL230	230	1.0392	1.0368	1.0381	0.9829	0.9965	1.0227
6240	EHIG230	230	1.0438	1.0436	1.0451	1.0001	1.0153	1.0280
6260	CHA230	230	1.0268	1.0266	1.0272	1.0204	1.0209	1.0256
6263	ESP230	230	1.0262	1.0259	1.0264	1.0212	1.0216	1.0257
6340	CAN230	230	1.0287	1.0278	1.0286	1.0073	1.0087	1.0183
6380	BOQIII230	230	1.0196	1.0196	1.0204	1.0047	1.0061	1.0163
6400	FRONTCHA	230	1.0271	1.0269	1.0275	1.0212	1.0217	1.0260
6440	DOM230	230	1.0131	1.0143	1.0131	1.0084	1.0094	1.0204
6460	ECO230	230	1.0472	1.0398	1.0410	1.0085	1.0215	1.0326
6470	24DIC230	230	1.0430	1.0478	1.0443	1.0367	1.0420	1.0270
6500	FRONTDOM	230	1.0142	1.0153	1.0142	1.0093	1.0103	1.0207
6520	SBA230	230	1.0425	1.0395	1.0409	0.9850	0.9993	1.0262
6550	BEV230	230	1.0397	1.0372	1.0385	0.9842	0.9977	1.0236
6840	PAN3 230	230	0.0000	0.0000	0.0000	1.0228	1.0329	1.0245
6801	SAB230	230	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6002	PAN115	115	1.0142	1.0142	1.0193	1.0058	1.0061	1.0238
6004	PANII115	115	1.0121	1.0125	1.0201	1.0135	1.0016	1.0253
6006	CHO115	115	1.0402	1.0431	1.0440	1.0129	1.0256	1.0245
6009	LSA115	115	1.0411	1.0413	1.0463	1.0021	1.0154	1.0379
6012	MDN115	115	1.0288	1.0299	1.0318	1.0087	1.0106	1.0201
6015	PRO115	115	1.0120	1.0135	1.0150	1.0080	1.0086	1.0166
6018	CAC115	115	1.0134	1.0138	1.0188	1.0054	1.0060	1.0236
6024	CHI115	115	0.9945	0.9999	1.0080	0.9877	0.9931	1.0141
6059	LM1115	115	1.0001	1.0034	1.0106	0.9930	0.9973	1.0178
6060	LM2115	115	1.0001	1.0034	1.0106	0.9931	0.9973	1.0178
6087	CAL115	115	1.0254	1.0262	1.0276	1.0178	1.0189	1.0249
6170	CPA115	115	1.0048	1.0071	1.0135	0.9973	1.0001	1.0195
6261	CHA115	115	1.0139	1.0148	1.0153	1.0200	1.0200	1.0200
6290	CATII115	115	1.0003	1.0036	1.0107	0.9932	0.9974	1.0179

REPORTE DE VOLTAJE AÑO 2020								
Bus	Nodo	Base kV	Seca			Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
6000	FRONTPRO	230	1.0138	1.0162	1.0168	1.0063	1.0117	1.0057
6001	PAN230	230	1.0011	1.0203	1.0222	1.0230	1.0294	1.0256
6003	PANII230	230	1.0049	1.0224	1.0234	1.0299	1.0300	1.0299
6005	CHO230	230	1.0074	1.0234	1.0267	1.0156	1.0247	1.0179
6008	LSA230	230	1.0237	1.0324	1.0284	0.9996	1.0151	0.9997
6011	MDN230	230	1.0143	1.0187	1.0197	0.9935	1.0049	0.9926
6014	PRO230	230	1.0131	1.0156	1.0163	1.0051	1.0109	1.0045
6096	FOR230	230	1.0159	1.0204	1.0224	1.0009	1.0063	0.9982
6100	BAY230	230	1.0072	1.0251	1.0262	1.0326	1.0335	1.0330
6171	PAC230	230	1.0051	1.0229	1.0239	1.0302	1.0310	1.0306
6179	GUA230	230	1.0153	1.0202	1.0221	0.9928	1.0036	0.9917
6182	VEL230	230	1.0269	1.0334	1.0301	0.9895	1.0077	0.9832
6240	EHIG230	230	1.0129	1.0265	1.0274	0.9995	1.0188	1.0041
6260	CHA230	230	1.0187	1.0219	1.0274	1.0169	1.0219	1.0163
6263	ESP230	230	1.0194	1.0221	1.0272	1.0201	1.0228	1.0192
6340	CAN230	230	1.0159	1.0207	1.0262	1.0021	1.0121	1.0012
6380	BOQIII230	230	1.0130	1.0162	1.0171	0.9992	1.0075	0.9986
6400	FRONTCHA	230	1.0198	1.0227	1.0276	1.0181	1.0226	1.0175
6440	DOM230	230	1.0121	1.0143	1.0144	1.0064	1.0101	1.0057
6460	ECO230	230	1.0141	1.0291	1.0203	1.0059	1.0285	1.0120
6470	24DIC230	230	1.0047	1.0225	1.0236	1.0297	1.0305	1.0300
6500	FRONTDOM	230	1.0130	1.0151	1.0154	1.0072	1.0111	1.0066
6520	SBA230	230	1.0268	1.0341	1.0308	0.9961	1.0098	0.9865
6550	BEV230	230	1.0269	1.0335	1.0303	0.9897	1.0085	0.9844
6840	PAN3 230	230	1.0023	1.0209	1.0226	1.0224	1.0291	1.0251
6801	SAB230	230	1.0034	1.0180	1.0203	1.0267	1.0325	1.0300
6002	PAN115	115	1.0049	1.0173	1.0189	0.9977	1.0056	1.0016
6004	PANII115	115	1.0052	1.0156	1.0230	1.0045	1.0058	1.0028
6006	CHO115	115	0.9978	1.0158	1.0236	1.0119	1.0210	1.0124
6009	LSA115	115	1.0275	1.0340	1.0308	1.0055	1.0220	1.0063
6012	MDN115	115	1.0192	1.0246	1.0262	0.9987	1.0082	0.9988
6015	PRO115	115	1.0093	1.0123	1.0142	1.0035	1.0095	1.0031
6018	CAC115	115	1.0042	1.0168	1.0186	0.9974	1.0058	1.0015
6024	CHI115	115	0.9843	1.0029	1.0056	0.9846	1.0055	0.9932
6059	LM1115	115	0.9936	1.0095	1.0082	1.0002	1.0186	1.0060
6060	LM2115	115	0.9937	1.0096	1.0082	1.0002	1.0186	1.0059
6087	CAL115	115	1.0185	1.0226	1.0237	1.0060	1.0117	1.0060
6170	CPA115	115	0.9970	1.0118	1.0120	0.9977	1.0123	1.0030
6261	CHA115	115	1.0008	1.0060	1.0151	1.0105	1.0164	1.0103
6290	CATII115	115	0.9940	1.0099	1.0084	1.0004	1.0187	1.0062
6841	PAN3 115	115	1.0062	1.0159	1.0173	0.9976	1.0048	1.0009

REPORTE DE VOLTAJE AÑO 2022								
Bus	Nodo	Base kV	Seca			Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
6000	FRONTPRO	230	1.0110	1.0116	1.0110	1.0108	1.0110	1.0144
6001	PAN230	230	1.0146	1.0181	1.0177	1.0223	1.0177	1.0233
6003	PANII230	230	1.0199	1.0202	1.0198	1.0297	1.0198	1.0253
6005	CHO230	230	1.0191	1.0226	1.0187	1.0130	1.0187	1.0200
6008	LSA230	230	1.0305	1.0302	1.0202	0.9993	1.0202	1.0099
6011	MDN230	230	1.0142	1.0156	1.0141	0.9951	1.0141	1.0026
6014	PRO230	230	1.0106	1.0111	1.0106	1.0094	1.0106	1.0132
6096	FOR230	230	1.0169	1.0180	1.0165	1.0024	1.0165	1.0031
6100	BAY230	230	1.0245	1.0257	1.0257	1.0373	1.0257	1.0340
6171	PAC230	230	1.0208	1.0218	1.0216	1.0320	1.0216	1.0284
6179	GUA230	230	1.0167	1.0179	1.0163	0.9946	1.0163	0.9996
6182	VEL230	230	1.0310	1.0315	1.0259	0.9855	1.0259	0.9983
6240	EHIG230	230	1.0220	1.0247	1.0185	0.9946	1.0185	1.0111
6260	CHA230	230	1.0212	1.0222	1.0215	1.0208	1.0215	1.0223
6263	ESP230	230	1.0211	1.0219	1.0212	1.0228	1.0212	1.0238
6340	CAN230	230	1.0201	1.0212	1.0199	1.0047	1.0199	1.0093
6380	BOQIII230	230	1.0118	1.0127	1.0118	1.0023	1.0118	1.0075
6400	FRONTCHA	230	1.0220	1.0229	1.0222	1.0216	1.0222	1.0231
6440	DOM230	230	1.0073	1.0075	1.0070	1.0135	1.0070	1.0165
6460	ECO230	230	1.0258	1.0297	1.0242	1.0020	1.0242	1.0202
6470	24DIC230	230	1.0199	1.0206	1.0204	1.0304	1.0204	1.0266
6500	FRONTDOM	230	1.0086	1.0088	1.0084	1.0139	1.0084	1.0168
6520	SBA230	230	1.0392	1.0395	1.0323	0.9928	1.0323	1.0012
6550	BEV230	230	1.0311	1.0315	1.0258	0.9855	1.0258	0.9990
6840	PAN3 230	230	1.0154	1.0183	1.0175	1.0214	1.0175	1.0237
6801	SAB230	230	1.0106	1.0138	1.0166	1.0248	1.0166	1.0274
6002	PAN115	115	1.0206	1.0049	0.9939	1.0021	0.9939	1.0214
6004	PANII115	115	1.0183	0.9936	0.9942	1.0043	0.9942	1.0252
6006	CHO115	115	1.0146	1.0192	1.0151	1.0088	1.0151	1.0167
6009	LSA115	115	1.0309	1.0321	1.0218	1.0024	1.0218	1.0112
6012	MDN115	115	1.0181	1.0213	1.0212	1.0016	1.0212	1.0092
6015	PRO115	115	1.0074	1.0079	1.0082	1.0066	1.0082	1.0109
6018	CAC115	115	1.0197	1.0044	0.9939	1.0017	0.9939	1.0211
6024	CHI115	115	0.9987	0.9919	0.9862	0.9906	0.9862	1.0116
6059	LM1115	115	1.0072	1.0030	0.9995	1.0107	0.9995	1.0189
6060	LM2115	115	1.0072	1.0030	0.9995	1.0107	0.9995	1.0189
6087	CAL115	115	1.0174	1.0199	1.0199	1.0144	1.0199	1.0193
6170	CPA115	115	1.0114	1.0027	0.9961	1.0054	0.9961	1.0191
6261	CHA115	115	1.0142	1.0157	1.0149	1.0200	1.0149	1.0200
6290	CATII115	115	1.0076	1.0033	0.9997	1.0111	0.9997	1.0190
6841	PAN3 115	115	1.0206	1.0028	0.9966	1.0030	0.9966	1.0191

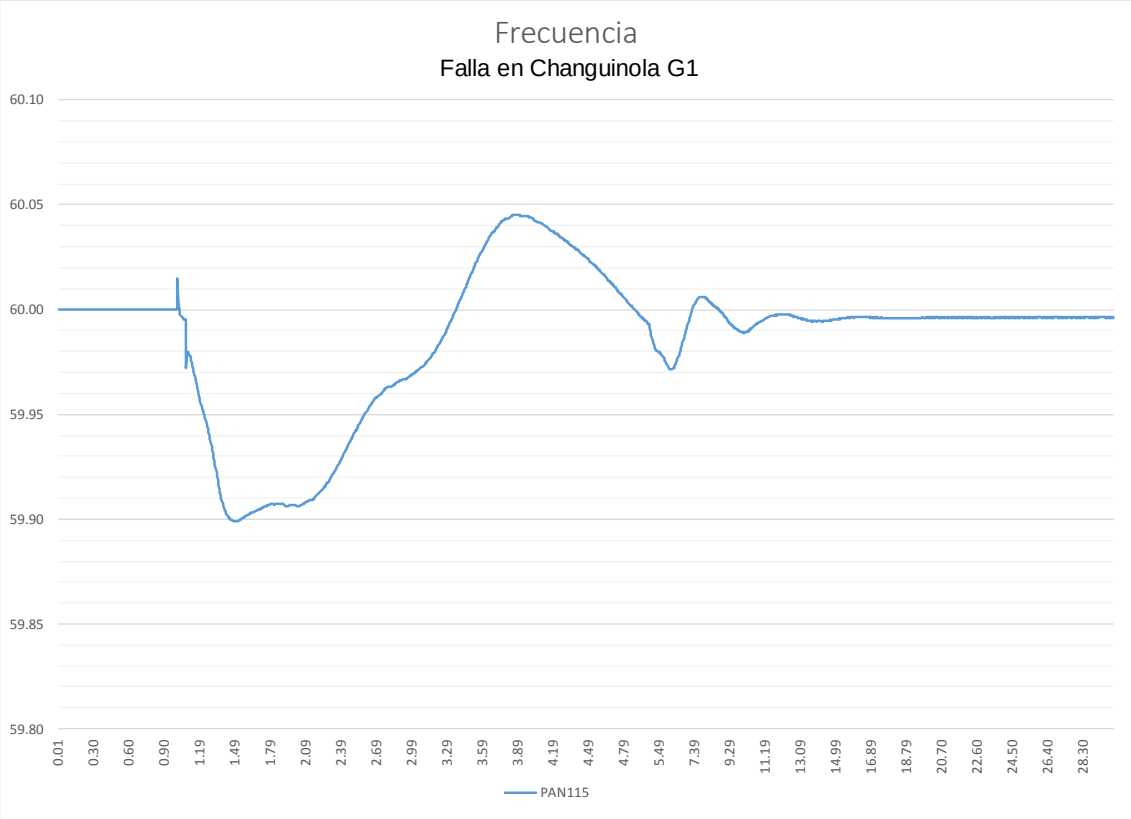
REPORTE DE VOLTAJE AÑO 2024								
Bus	Nodo	Base kV	Seca			Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
6000	FRONTPRO	230	1.0156	1.0169	1.0170	1.0092	1.0101	1.0131
6001	PAN230	230	1.0184	1.0220	1.0232	1.0134	1.0209	1.0282
6003	PANII230	230	1.0243	1.0244	1.0241	1.0206	1.0229	1.0319
6005	CHO230	230	1.0275	1.0274	1.0256	1.0178	1.0257	1.0276
6008	LSA230	230	1.0314	1.0354	1.0315	1.0257	1.0282	1.0278
6011	MDN230	230	1.0196	1.0229	1.0232	1.0019	1.0046	1.0113
6014	PRO230	230	1.0151	1.0165	1.0167	1.0080	1.0091	1.0122
6096	FOR230	230	1.0238	1.0275	1.0283	1.0019	1.0044	1.0133
6100	BAY230	230	1.0298	1.0309	1.0311	1.0250	1.0284	1.0378
6171	PAC230	230	1.0254	1.0263	1.0263	1.0213	1.0244	1.0337
6179	GUA230	230	1.0234	1.0274	1.0284	1.0007	1.0035	1.0125
6182	VEL230	230	1.0334	1.0371	1.0339	1.0182	1.0218	1.0203
6240	EHIG230	230	1.0282	1.0305	1.0276	1.0155	1.0228	1.0260
6260	CHA230	230	1.0273	1.0300	1.0312	1.0060	1.0092	1.0203
6263	ESP230	230	1.0270	1.0294	1.0304	1.0067	1.0097	1.0201
6340	CAN230	230	1.0290	1.0328	1.0342	0.9973	1.0020	1.0172
6380	BOQIII230	230	1.0162	1.0185	1.0188	1.0047	1.0065	1.0114
6400	FRONTCHA	230	1.0276	1.0301	1.0311	1.0083	1.0112	1.0213
6440	DOM230	230	1.0130	1.0137	1.0137	1.0093	1.0099	1.0126
6460	ECO230	230	1.0291	1.0359	1.0351	1.0264	1.0331	1.0342
6470	24DIC230	230	1.0243	1.0249	1.0249	1.0205	1.0233	1.0325
6500	FRONTDOM	230	1.0140	1.0148	1.0148	1.0101	1.0107	1.0134
6520	SBA230	230	1.0379	1.0418	1.0347	1.0267	1.0302	1.0233
6550	BEV230	230	1.0331	1.0368	1.0337	1.0182	1.0217	1.0208
6840	PAN3 230	230	1.0196	1.0228	1.0233	1.0145	1.0205	1.0282
6801	SAB230	230	1.0116	1.0152	1.0179	1.0154	1.0203	1.0272
6002	PAN115	115	1.0202	1.0172	0.9984	1.0276	0.9992	1.0004
6004	PANII115	115	1.0092	1.0077	0.9974	1.0188	1.0039	1.0017
6006	CHO115	115	1.0223	1.0234	1.0215	1.0127	1.0219	1.0236
6009	LSA115	115	1.0305	1.0347	1.0305	1.0240	1.0284	1.0268
6012	MDN115	115	1.0209	1.0263	1.0278	1.0015	1.0049	1.0108
6015	PRO115	115	1.0105	1.0117	1.0140	1.0055	1.0064	1.0095
6018	CAC115	115	1.0192	1.0166	0.9982	1.0266	0.9989	1.0001
6024	CHI115	115	0.9946	1.0006	0.9881	1.0069	0.9875	0.9873
6059	LM1115	115	1.0023	1.0092	1.0003	1.0180	1.0024	0.9946
6060	LM2115	115	1.0023	1.0093	1.0003	1.0180	1.0023	0.9946
6087	CAL115	115	1.0197	1.0237	1.0248	1.0077	1.0097	1.0134
6170	CPA115	115	1.0084	1.0114	0.9984	1.0205	0.9996	0.9961
6261	CHA115	115	1.0200	1.0234	1.0245	1.0000	1.0026	1.0136
6290	CATII115	115	1.0028	1.0096	1.0005	1.0186	1.0029	0.9947
6841	PAN3 115	115	1.0223	1.0168	1.0016	1.0237	1.0011	0.9994

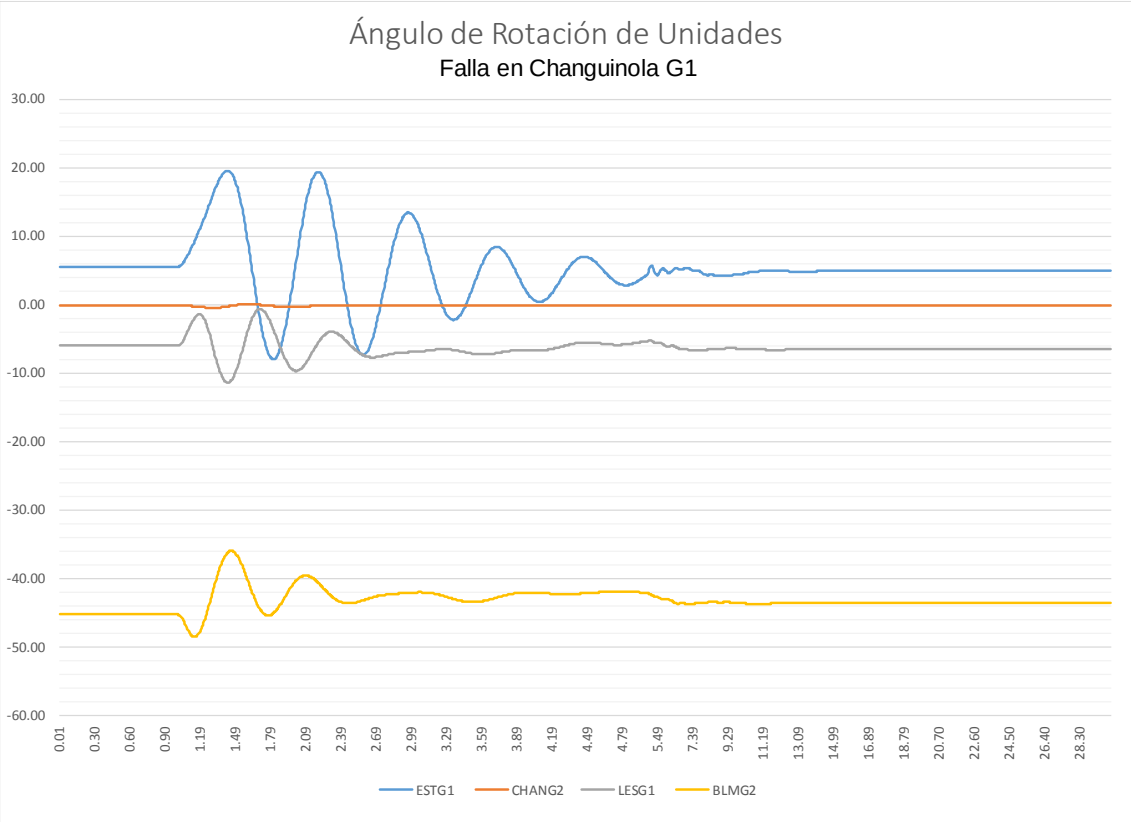
REPORTE DE VOLTAJE AÑO 2026								
Bus	Nodo	Base kV	Seca			Lluviosa		
			Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
6836	CHG500	500	1.0458	1.0465	1.0455	1.0216	1.0228	1.0316
6839	PAN3 500	500	1.0404	1.0426	1.0384	1.0214	1.0261	1.0326
6000	FRONTPRO	230	1.0182	1.0188	1.0200	1.0120	1.0107	1.0126
6001	PAN230	230	1.0263	1.0296	1.0313	1.0235	1.0292	1.0280
6003	PANII230	230	1.0308	1.0306	1.0305	1.0274	1.0308	1.0297
6005	CHO230	230	1.0334	1.0367	1.0342	1.0292	1.0300	1.0283
6008	LSA230	230	1.0378	1.0382	1.0380	1.0313	1.0309	1.0309
6011	MDN230	230	1.0236	1.0253	1.0275	1.0088	1.0062	1.0113
6014	PRO230	230	1.0178	1.0185	1.0199	1.0110	1.0096	1.0117
6096	FOR230	230	1.0291	1.0305	1.0323	1.0093	1.0071	1.0126
6100	BAY230	230	1.0353	1.0360	1.0370	1.0331	1.0375	1.0366
6171	PAC230	230	1.0317	1.0322	1.0326	1.0289	1.0329	1.0318
6179	GUA230	230	1.0290	1.0307	1.0329	1.0100	1.0065	1.0134
6182	VEL230	230	1.0383	1.0392	1.0402	1.0284	1.0176	1.0235
6240	EHIG230	230	1.0349	1.0374	1.0364	1.0266	1.0277	1.0279
6260	CHA230	230	1.0318	1.0323	1.0329	1.0138	1.0142	1.0199
6263	ESP230	230	1.0313	1.0316	1.0320	1.0143	1.0146	1.0198
6340	CAN230	230	1.0361	1.0366	1.0372	1.0100	1.0093	1.0176
6380	BOQIII230	230	1.0192	1.0204	1.0223	1.0092	1.0075	1.0108
6400	FRONTCHA	230	1.0317	1.0321	1.0327	1.0152	1.0156	1.0207
6440	DOM230	230	1.0149	1.0152	1.0158	1.0113	1.0102	1.0116
6460	ECO230	230	1.0342	1.0380	1.0402	1.0350	1.0374	1.0296
6470	24DIC230	230	1.0305	1.0308	1.0314	1.0273	1.0313	1.0304
6500	FRONTDOM	230	1.0160	1.0163	1.0169	1.0121	1.0110	1.0125
6520	SBA230	230	1.0400	1.0407	1.0413	1.0368	1.0224	1.0269
6550	BEV230	230	1.0381	1.0390	1.0399	1.0283	1.0185	1.0240
6840	PAN3 230	230	1.0279	1.0303	1.0312	1.0242	1.0294	1.0282
6801	SAB230	230	1.0141	1.0176	1.0203	1.0231	1.0329	1.0318
6002	PAN115	115	1.0245	1.0132	0.9991	0.9999	1.0010	0.9971
6004	PANII115	115	1.0134	1.0017	1.0023	1.0056	0.9982	0.9974
6006	CHO115	115	1.0276	1.0321	1.0313	1.0234	1.0255	1.0238
6009	LSA115	115	1.0322	1.0347	1.0378	1.0211	1.0261	1.0266
6012	MDN115	115	1.0225	1.0269	1.0324	1.0049	1.0052	1.0099
6015	PRO115	115	1.0125	1.0131	1.0177	1.0076	1.0068	1.0087
6018	CAC115	115	1.0234	1.0125	0.9991	0.9991	1.0005	0.9969
6024	CHI115	115	0.9982	0.9967	0.9952	0.9765	0.9860	0.9877
6059	LM1115	115	1.0072	1.0086	1.0101	0.9912	0.9996	1.0024
6060	LM2115	115	1.0072	1.0085	1.0100	0.9912	0.9996	1.0024
6087	CAL115	115	1.0209	1.0241	1.0281	1.0097	1.0099	1.0128
6170	CPA115	115	1.0129	1.0092	1.0045	0.9930	0.9987	0.9989
6261	CHA115	115	1.0242	1.0254	1.0269	1.0061	1.0072	1.0128
6290	CATII115	115	1.0079	1.0091	1.0104	0.9918	1.0001	1.0029
6841	PAN3 115	115	1.0226	1.0126	1.0006	1.0027	1.0005	0.9977

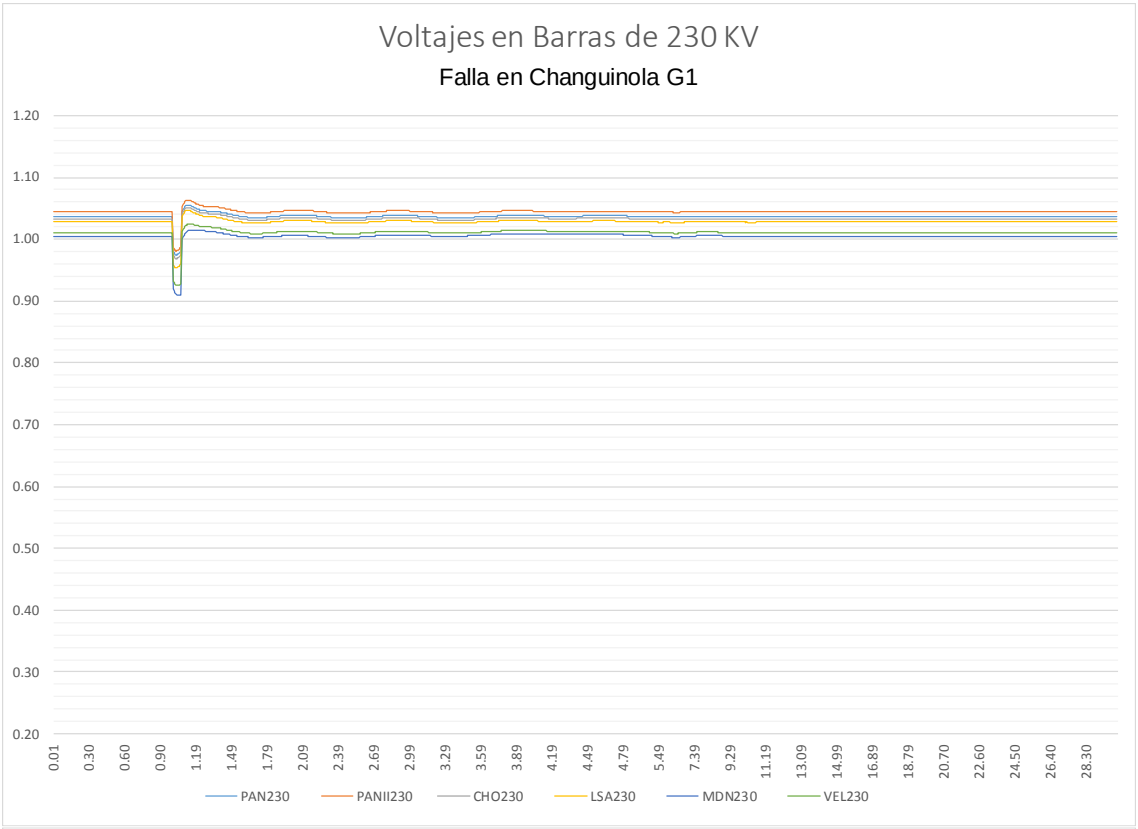
ANEXO III-5

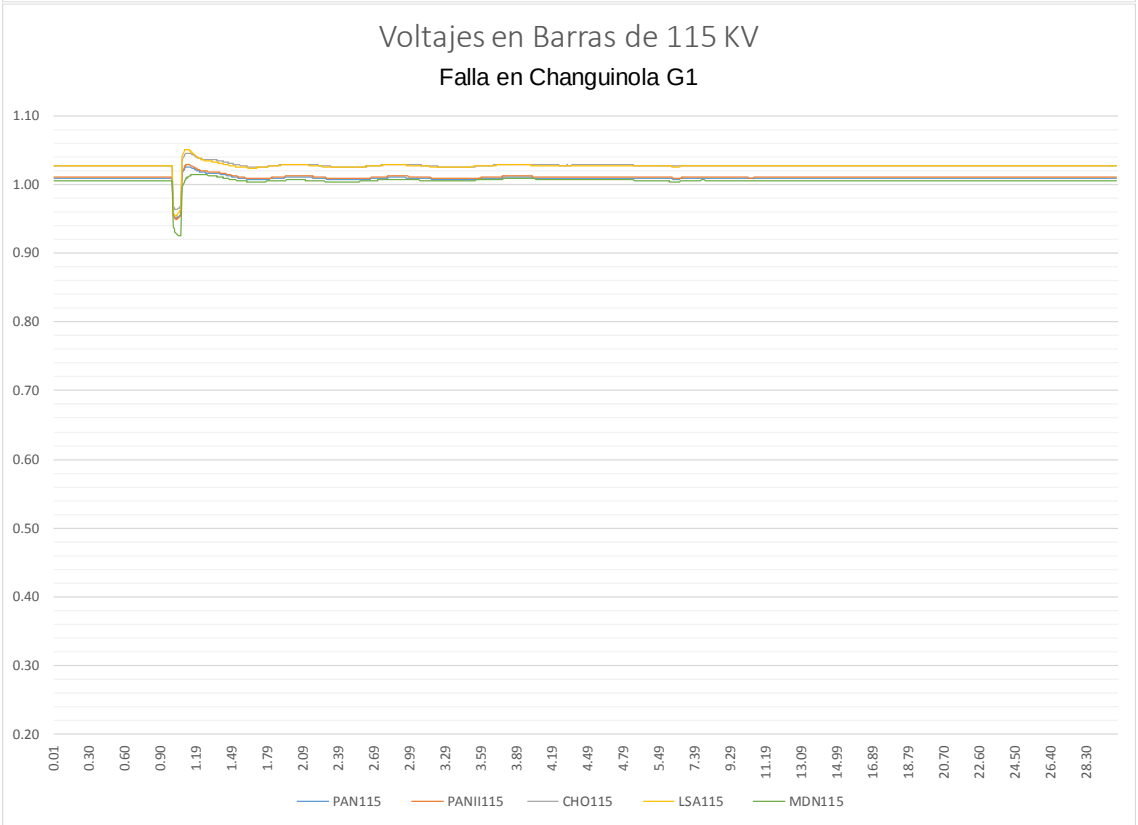
REPORTES DE ESTABILIDAD DINÁMICA

2017 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA DE CHANGUINOLA 1 G1

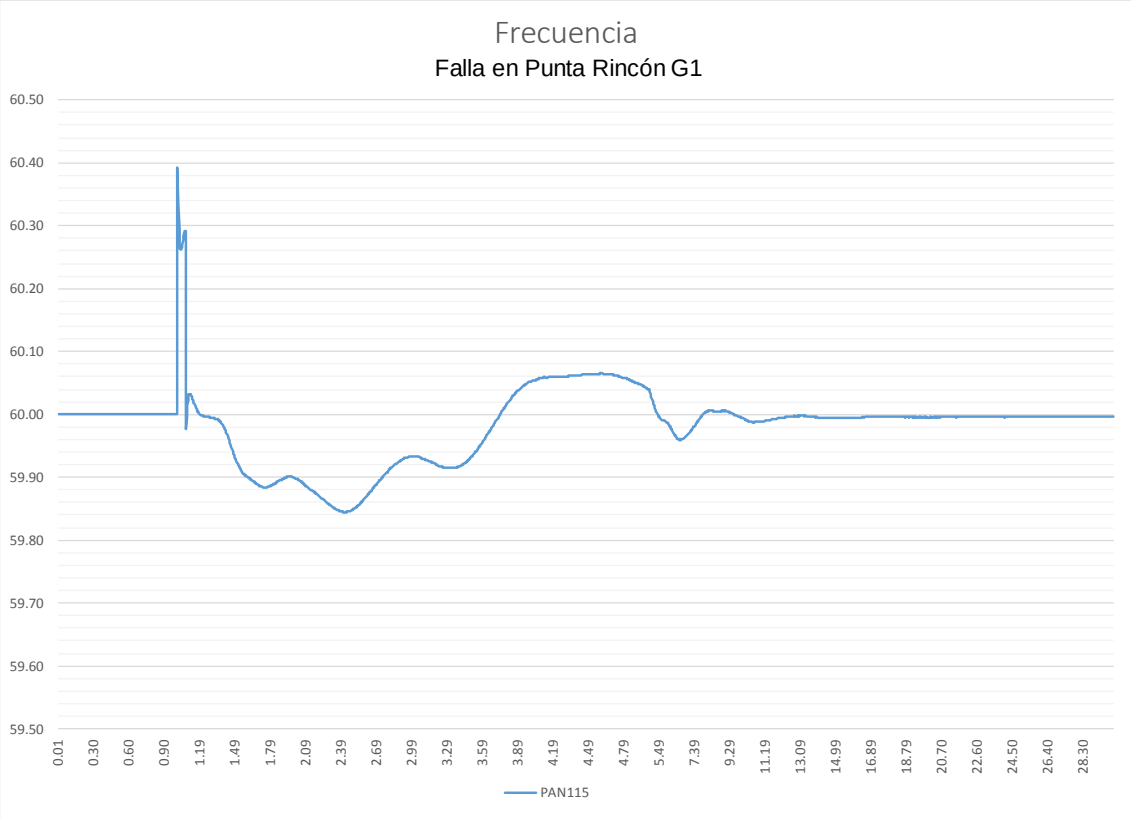


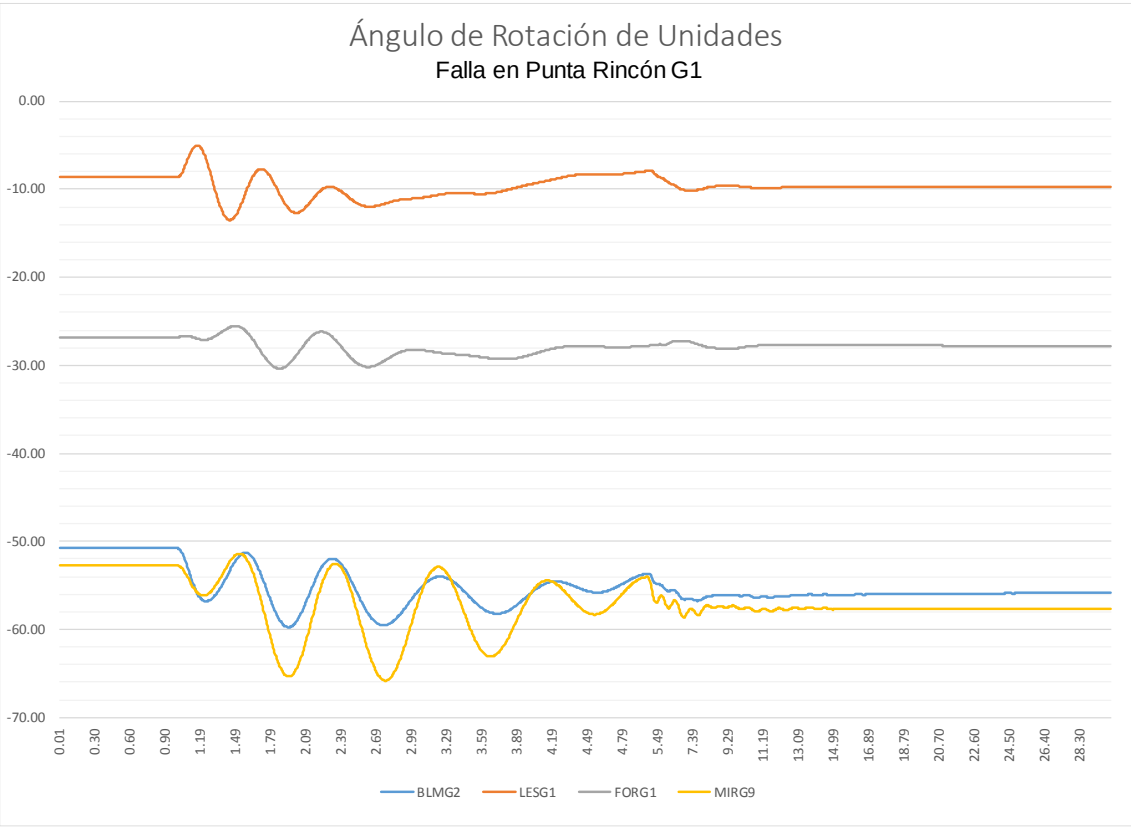


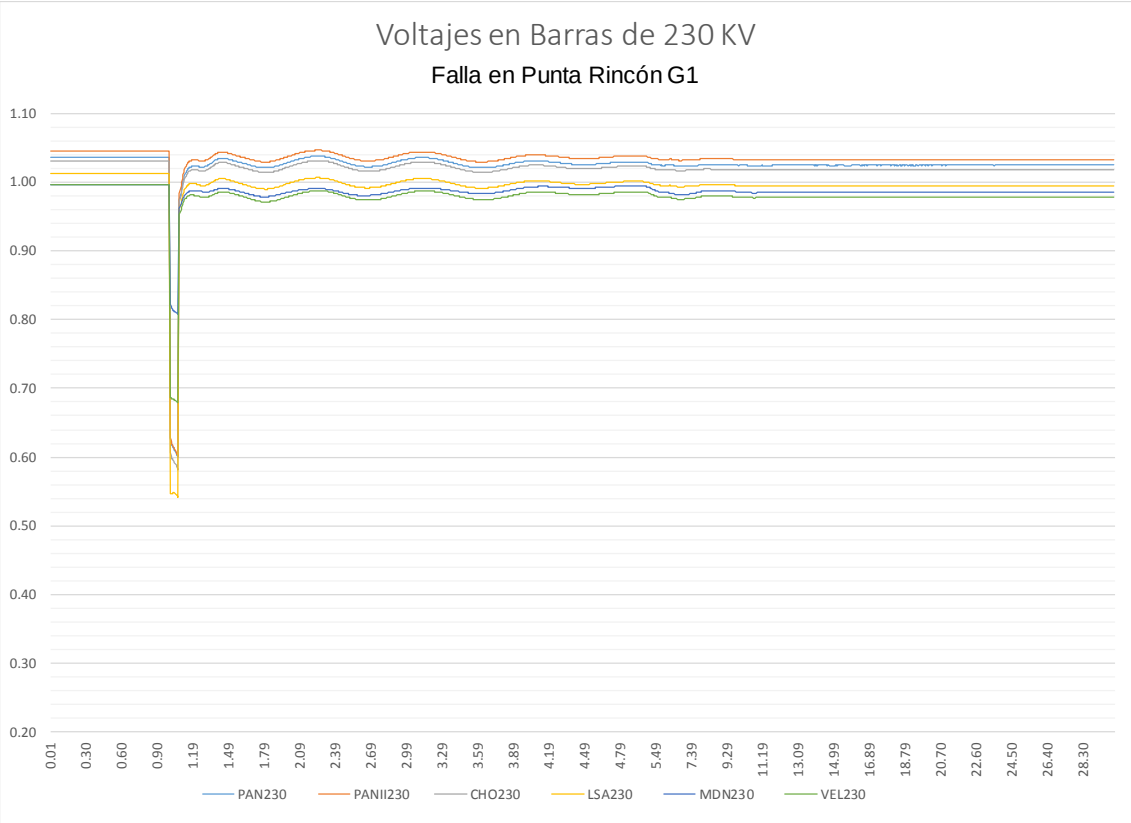

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Changuinola G1
1.20
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230

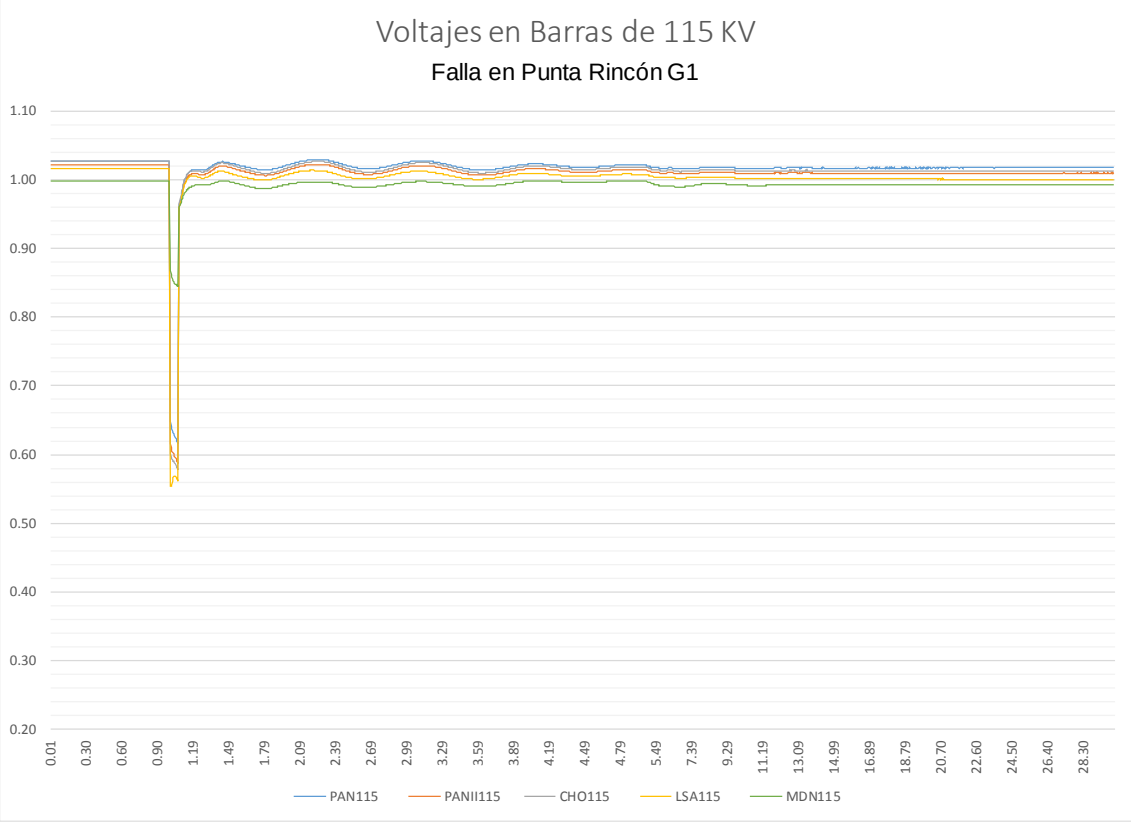

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Changuinola G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN115
PANII115
CHO115
LSA115
MDN115

2018 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA DE PUNTA RINCON G1

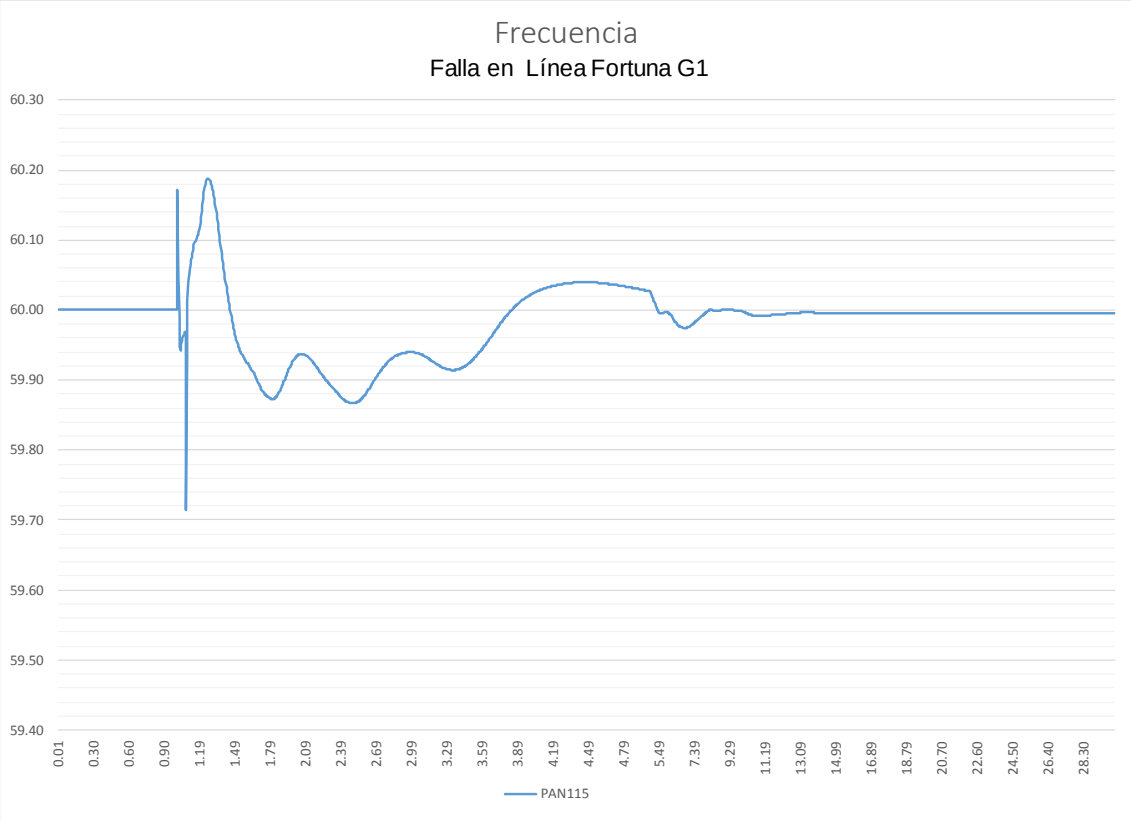


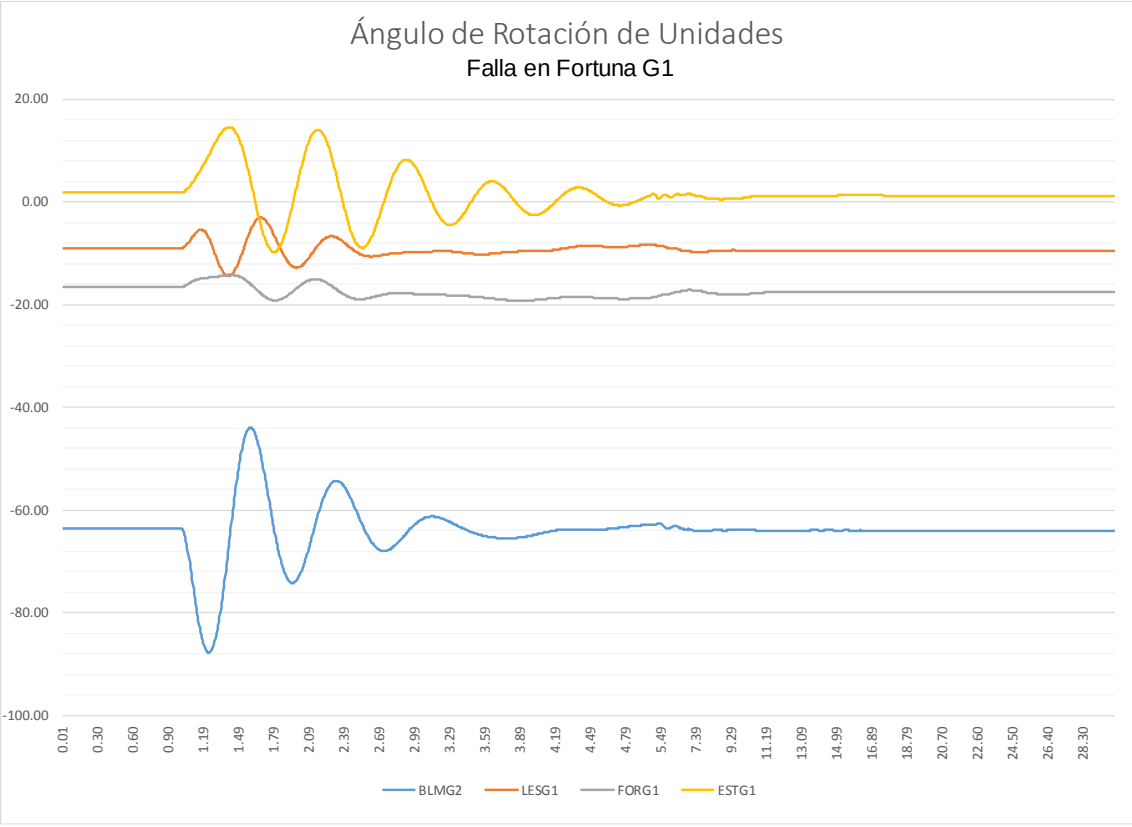


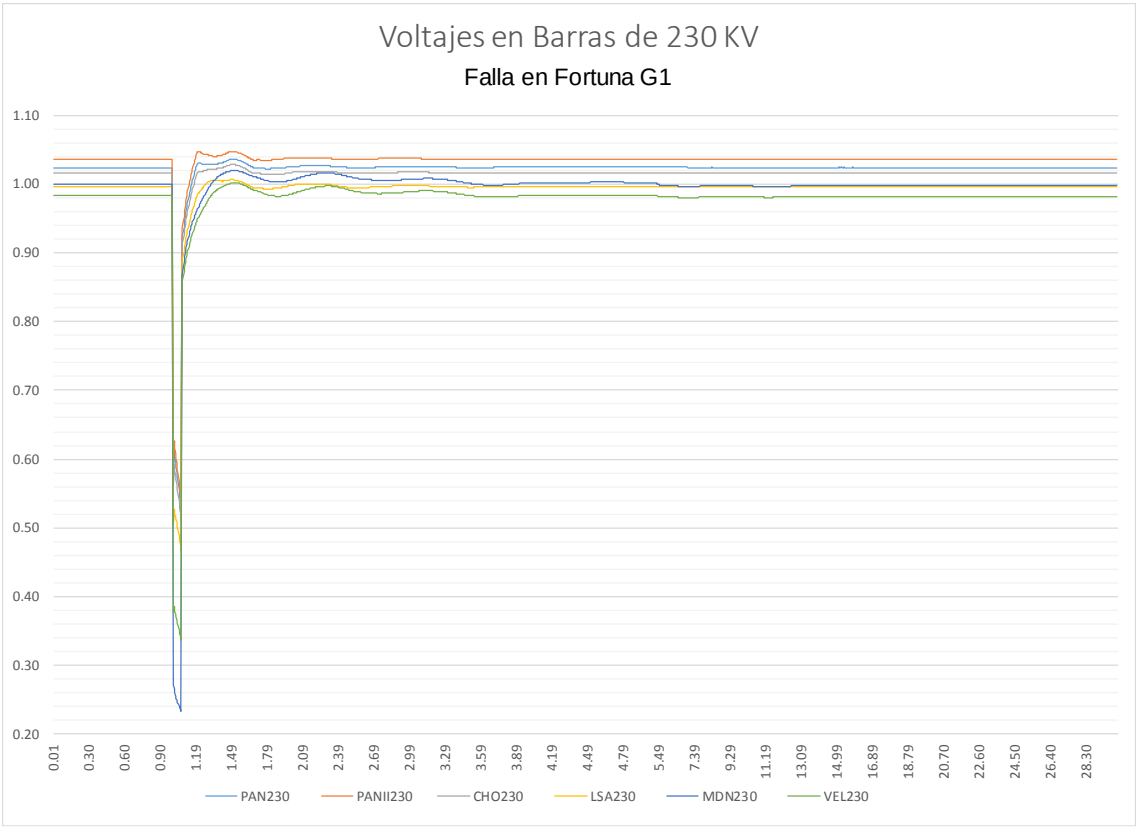

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Punta Rincón G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230

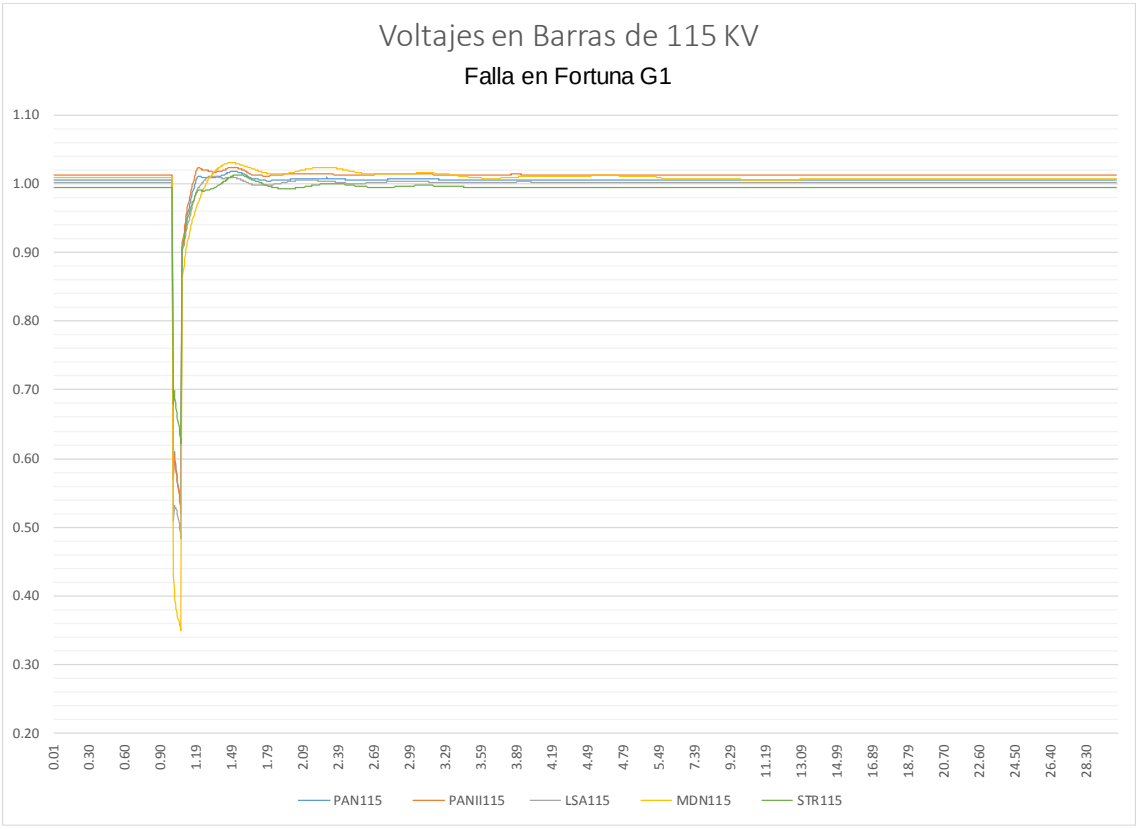

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Punta Rincón G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN115
PANII115
CHO115
LSA115
MDN115

2019 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA DE FORTUNA G1

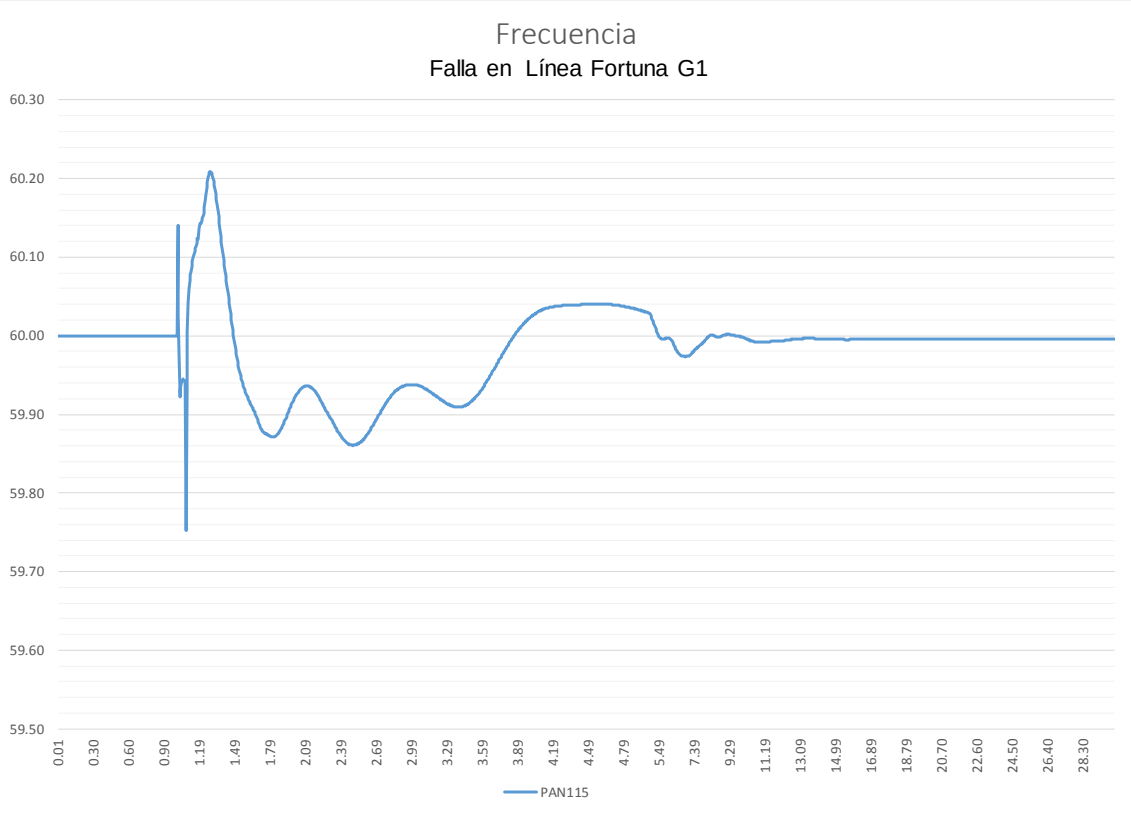


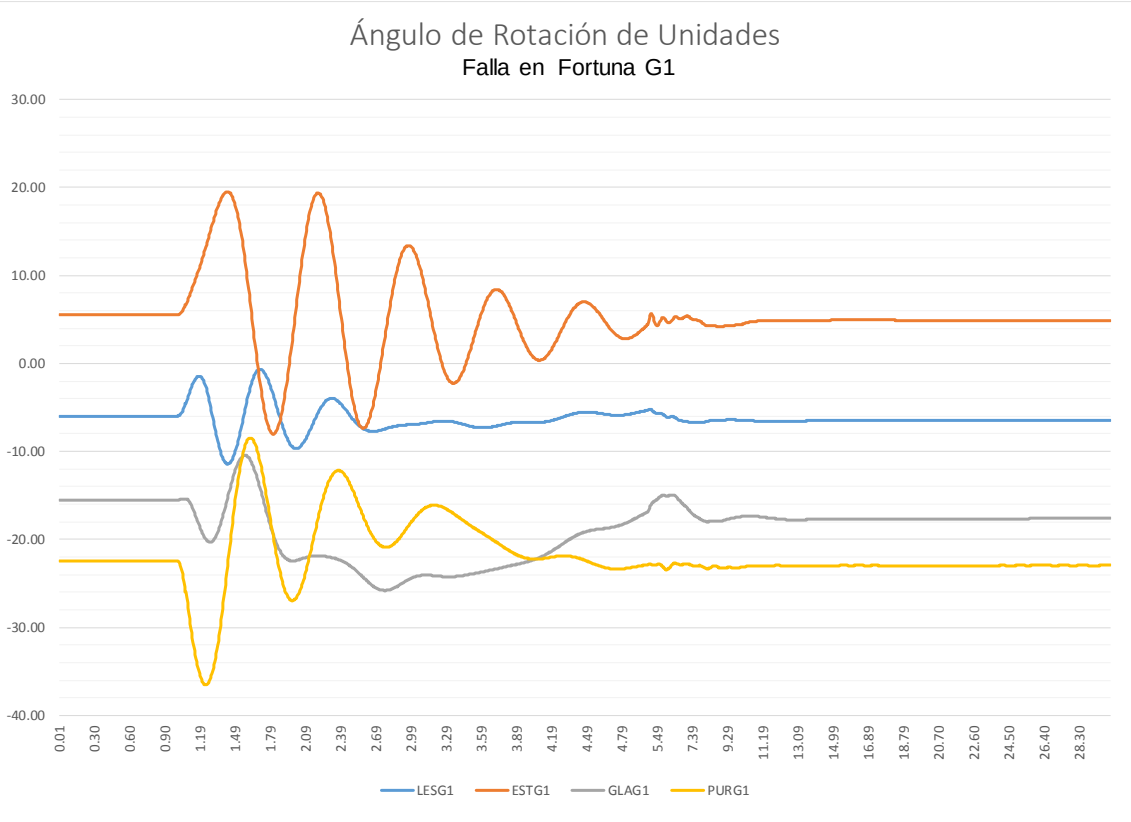


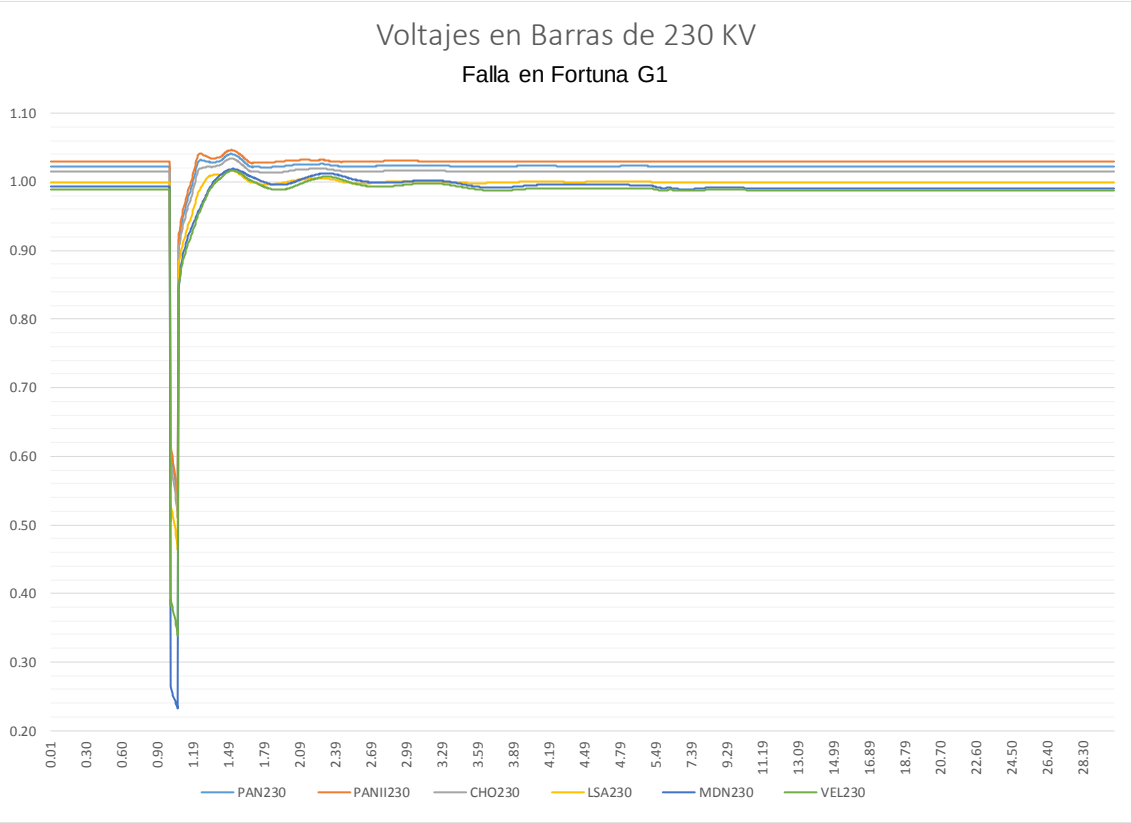

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Fortuna G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230

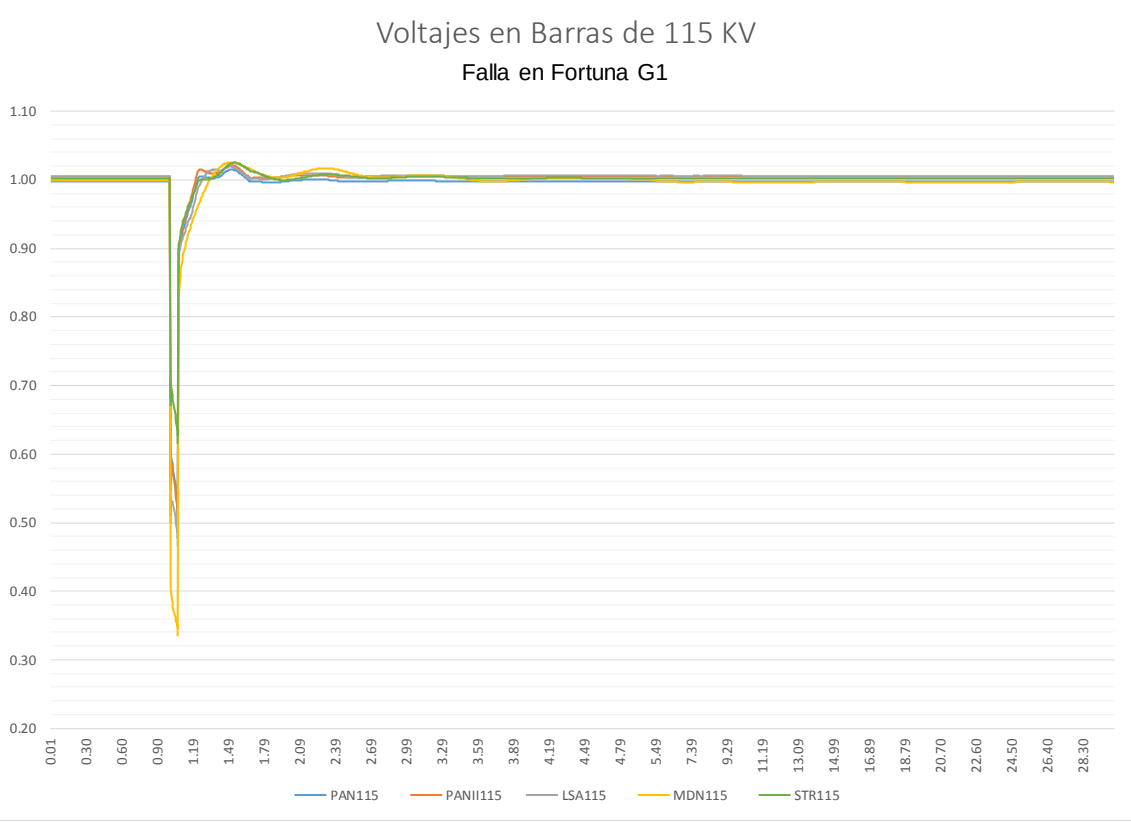

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Fortuna G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

2020 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA FORTUNA G1

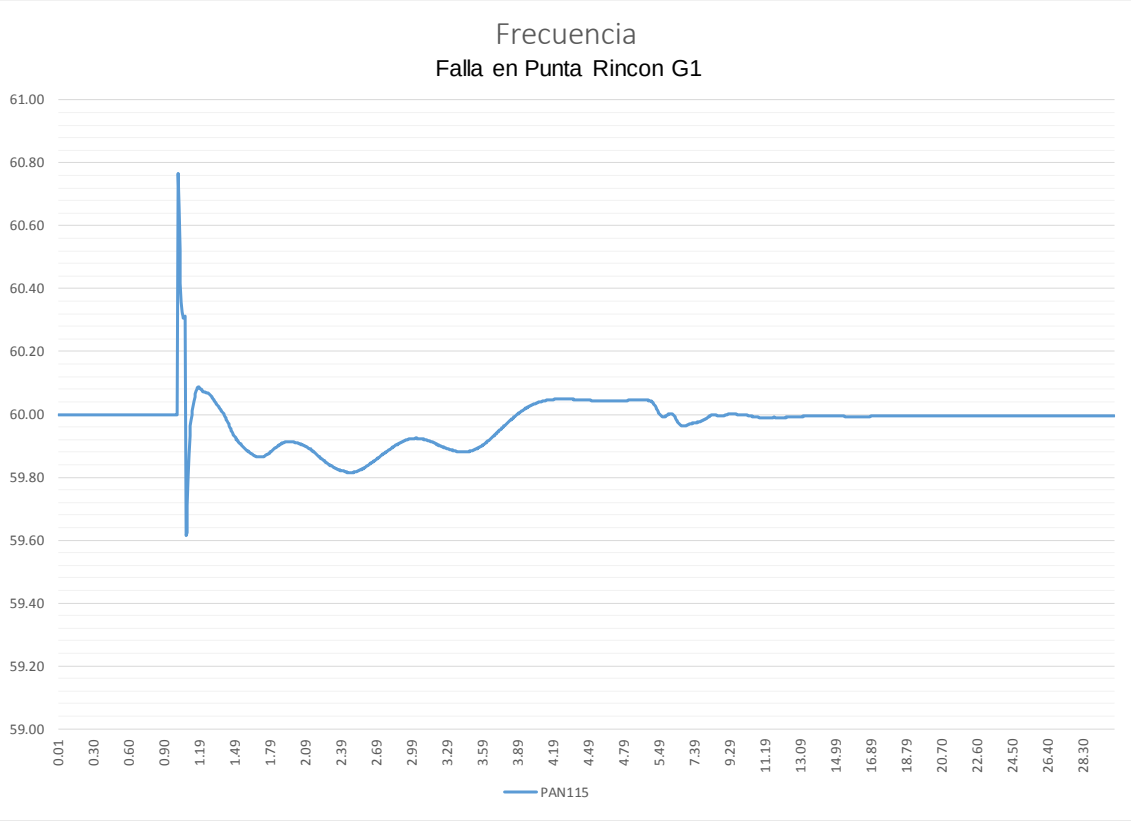


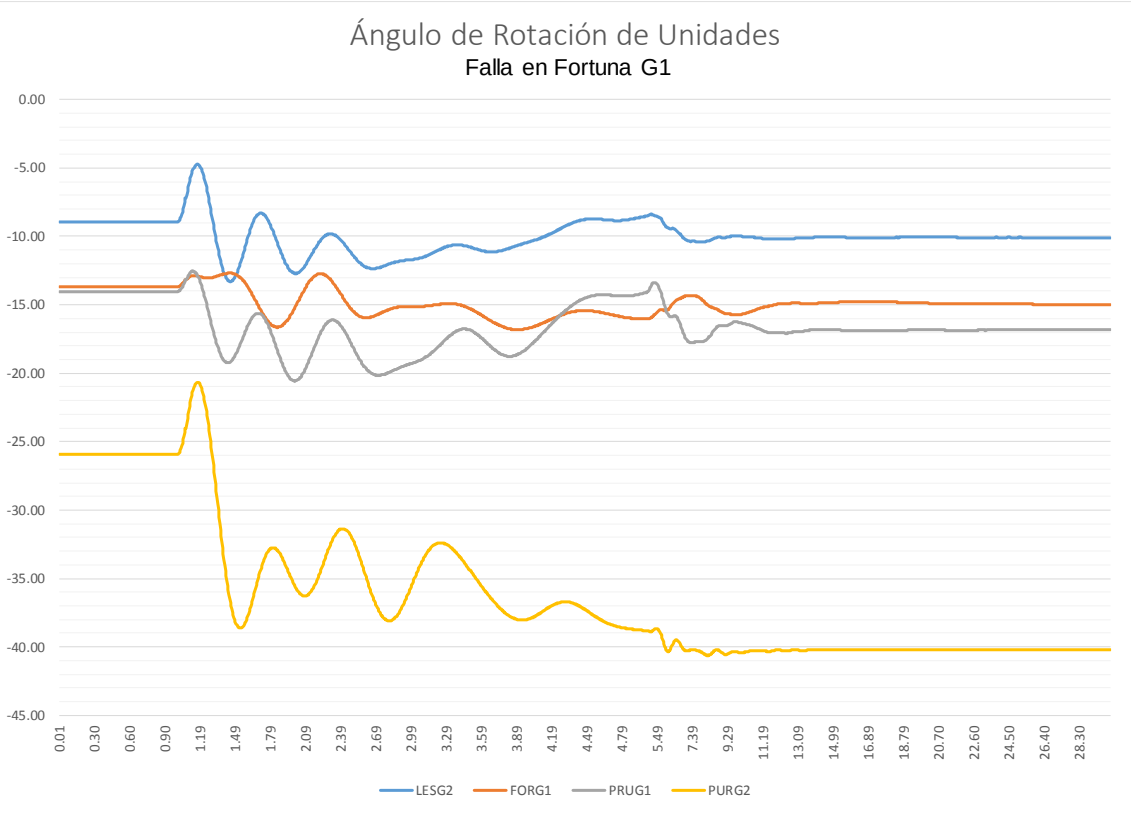


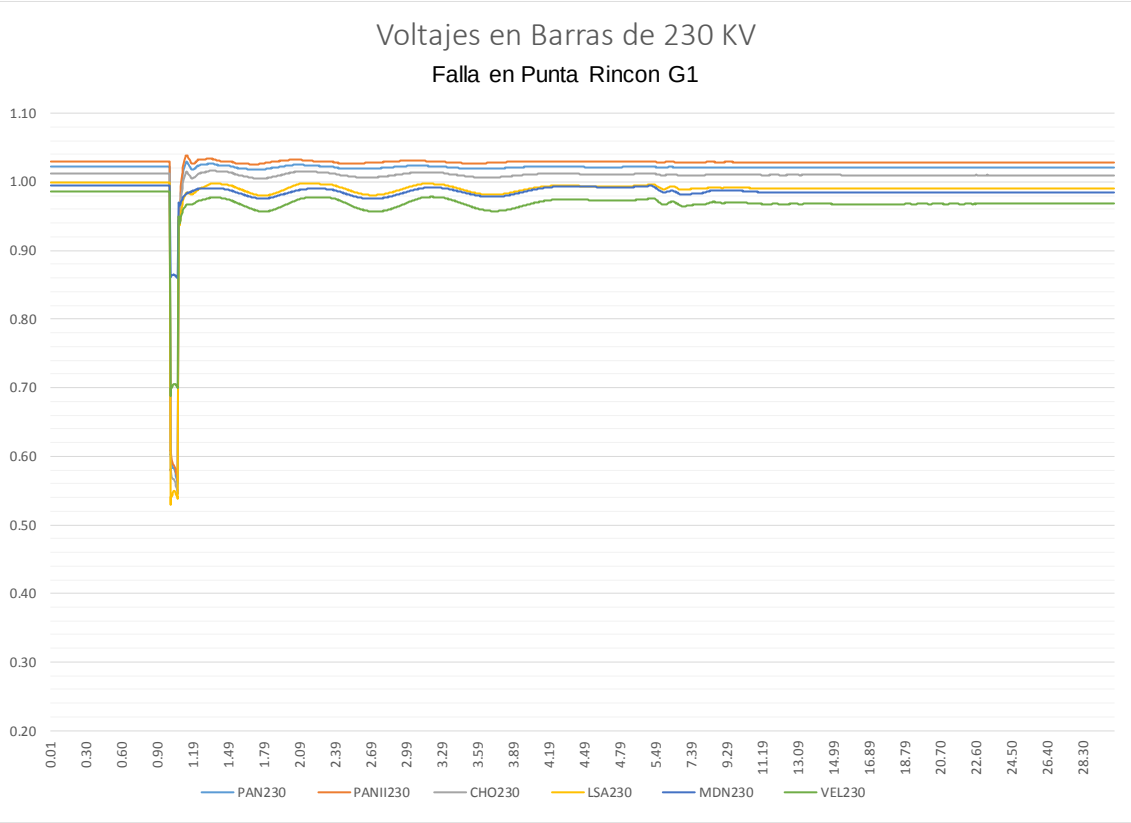

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Fortuna G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230

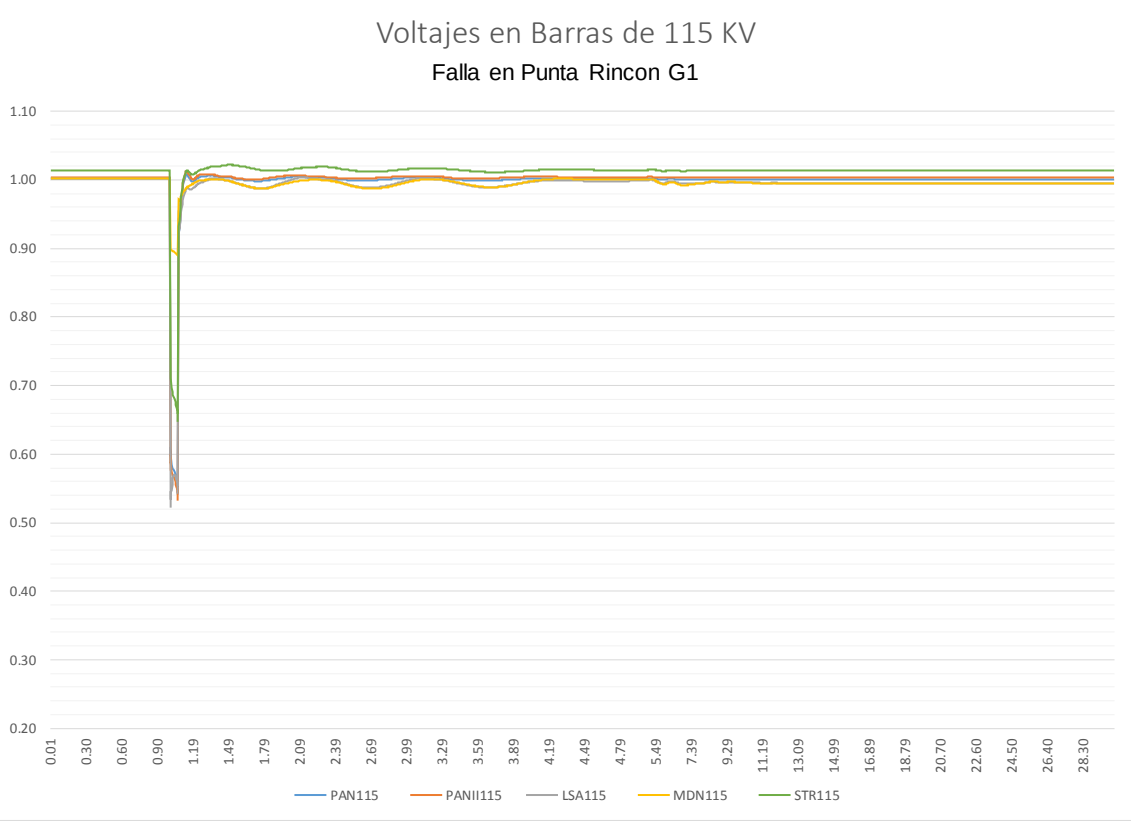

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Fortuna G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

2022 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA DE PUNTA RINCON G1

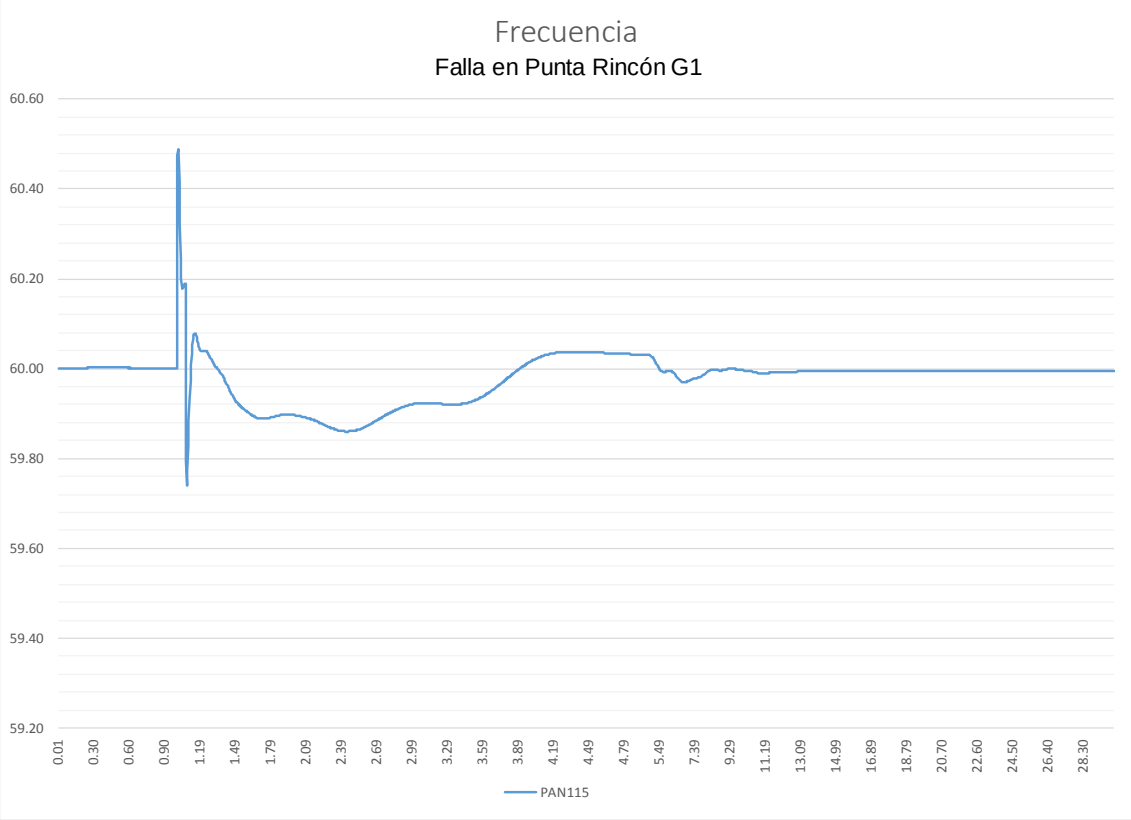


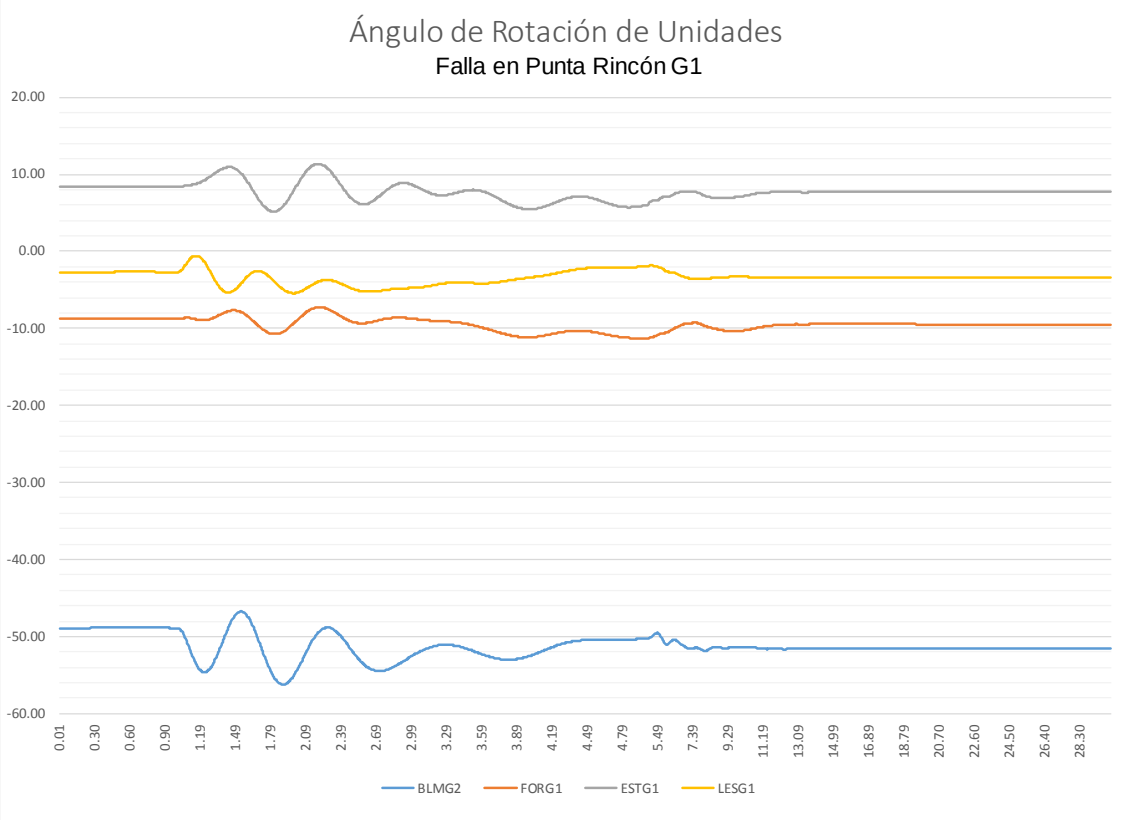


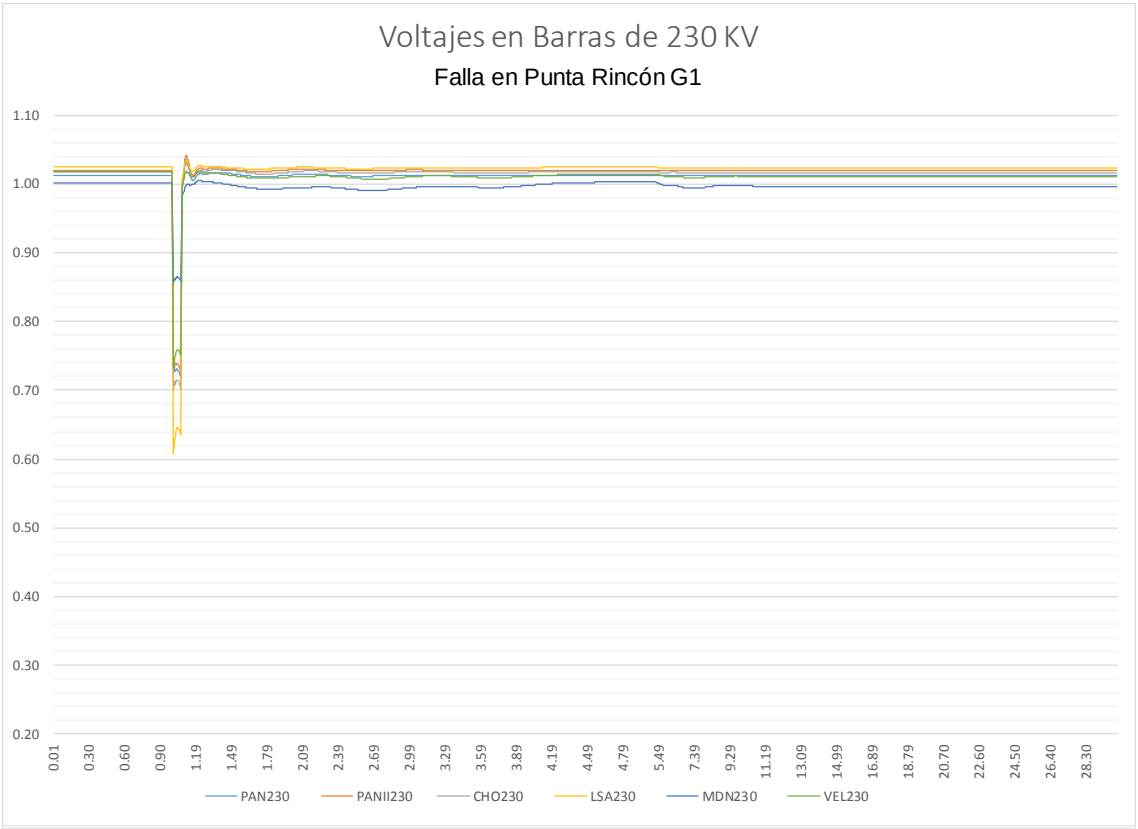

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Punta Rincon G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230

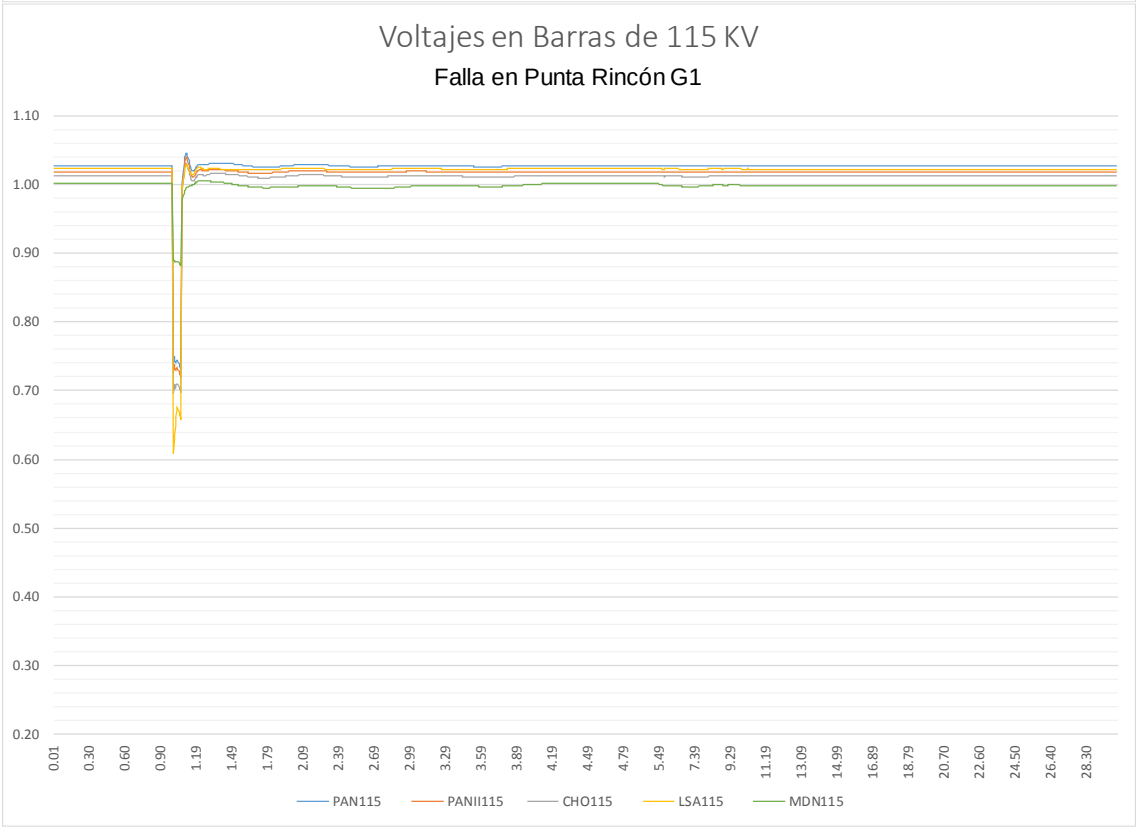

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Punta Rincon G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

2024 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA PUNTA RINCON G1

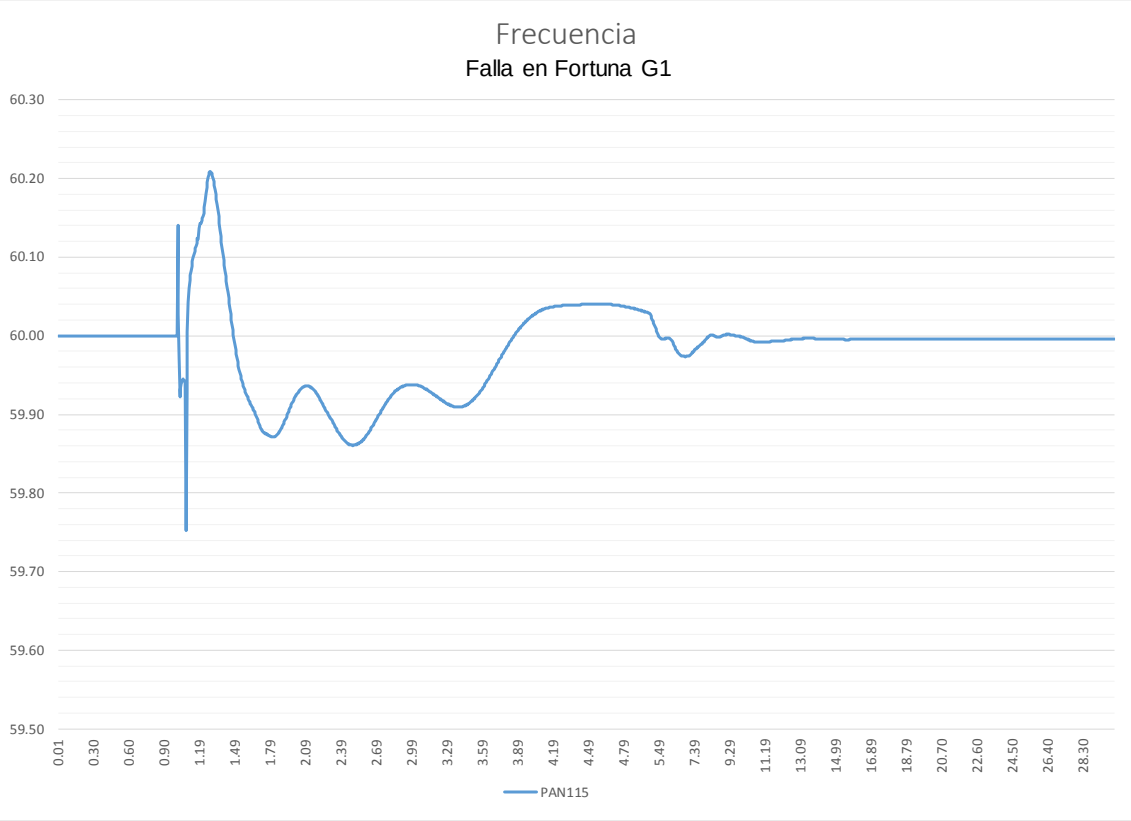


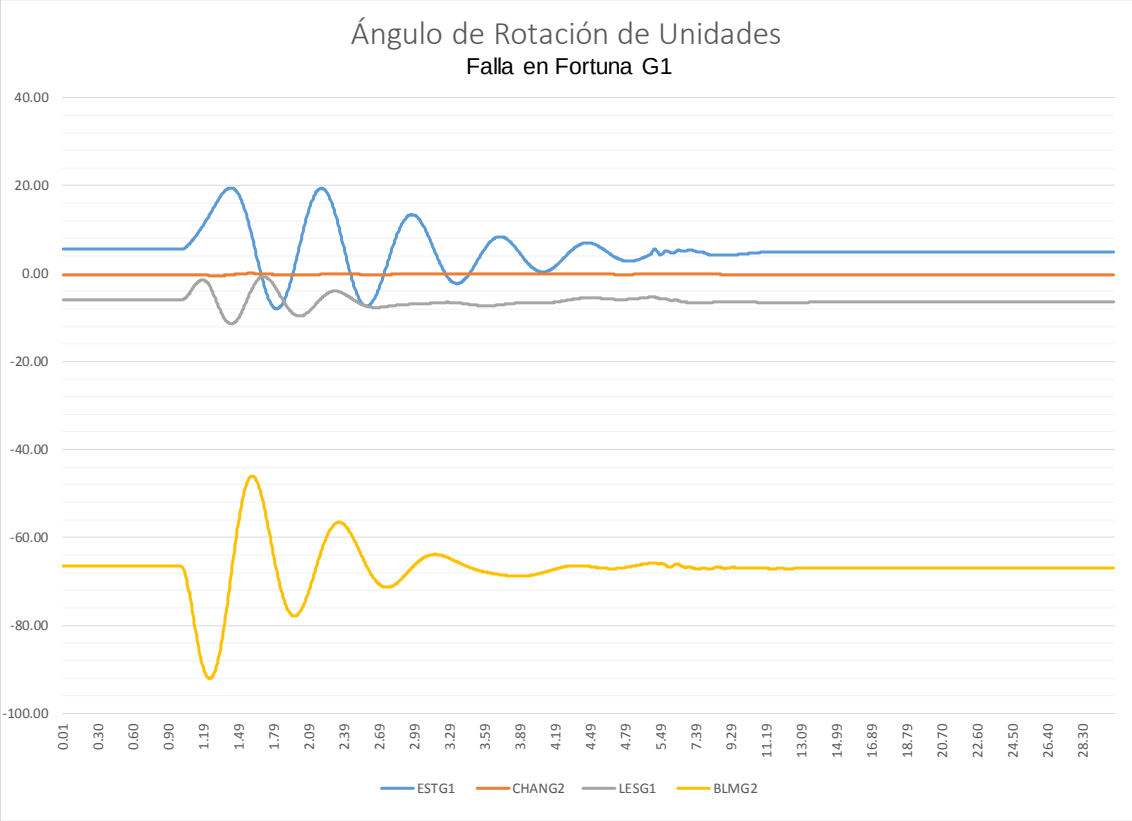


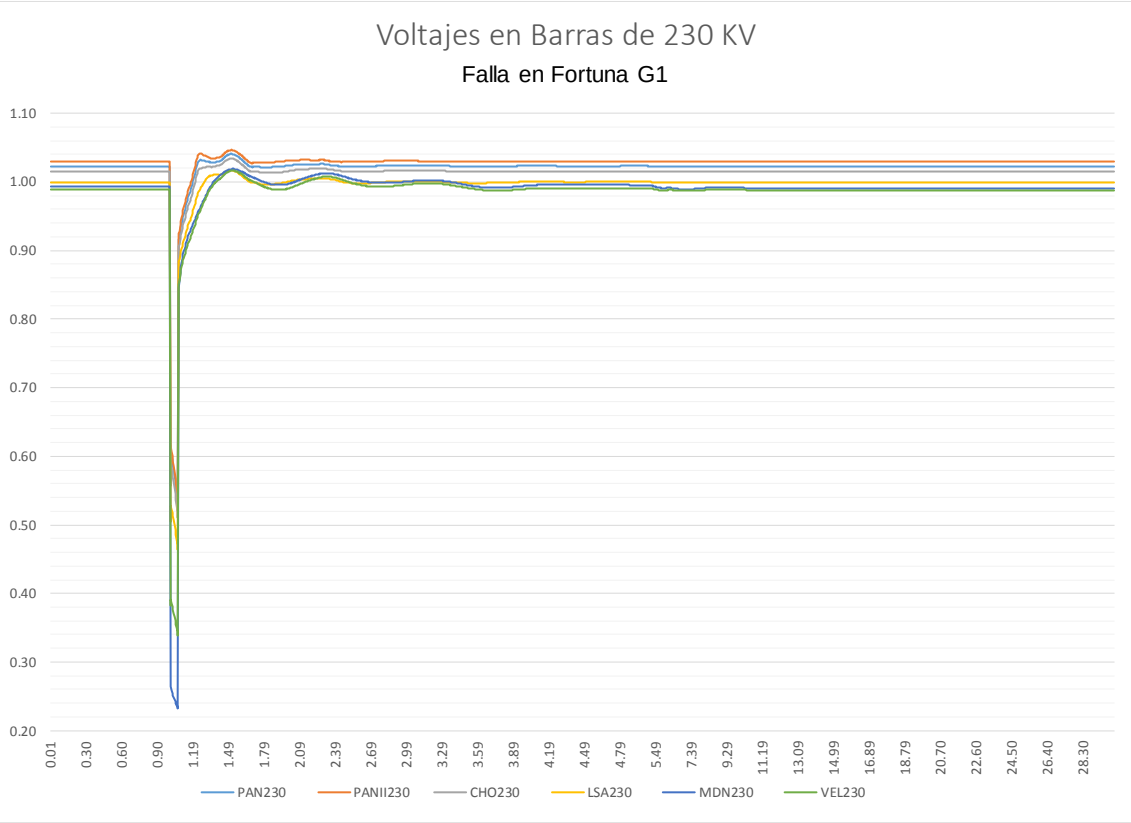

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Punta Rincón G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230

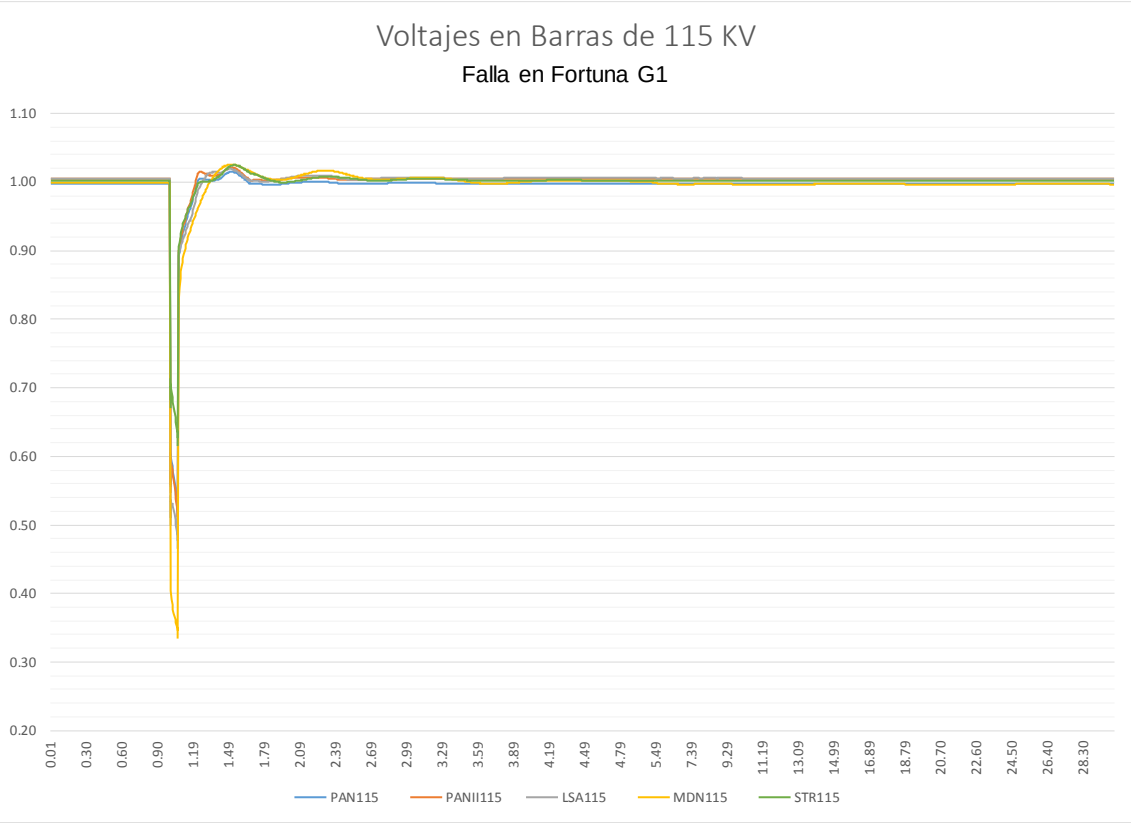

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Punta Rincón G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01 0.30 0.60 0.90 1.19 1.49 1.79 2.09 2.39 2.69 2.99 3.29 3.59 3.89 4.19 4.49 4.79 5.49 7.39 9.29 11.19 13.09 14.99 16.89 18.79 20.70 22.60 24.50 26.40 28.30
PAN115
PANII115
CHO115
LSA115
MDN115

2026 DEMANDA MAXIMA – EPOCA LLUVIOSA
PERDIDA DE FORTUNA G1






Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Fortuna G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01
0.30
0.60
0.90
1.19
1.49
1.79
2.09
2.39
2.69
2.99
3.29
3.59
3.89
4.19
4.49
4.79
5.49
7.39
9.29
11.19
13.09
14.99
16.89
18.79
20.70
22.60
24.50
26.40
28.30
PAN230
PANII230
CHO230
LSA230
MDN230
VEL230


Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Fortuna G1
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.01
0.30
0.60
0.90
1.19
1.49
1.79
2.09
2.39
2.69
2.99
3.29
3.59
3.89
4.19
4.49
4.79
5.49
7.39
9.29
11.19
13.09
14.99
16.89
18.79
20.70
22.60
24.50
26.40
28.30
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

ANEXO III-6
REPORTE DE CORTO CIRCUITO

2017 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2601.56    6530.5  -120.77
                            LG     3130.60    7858.5  -125.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.018/62.151, 1.89276  Z-:/20.760/64.132, 2.06233  Z0:/11.112/82.229, 7.32821

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2667.00   13389.5  -122.03
                            LG     3215.42   16142.8  -127.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.993/60.674, 1.78011  Z-:/4.948/62.435, 1.91565  Z0:/2.635/83.395, 8.63616

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2422.03    6079.8  -121.39
                            LG     2782.48    6984.6  -126.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.738/62.763, 1.94267  Z-:/22.506/64.557, 2.10192  Z0:/14.598/80.207, 5.79341

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    1830.12    9188.0  -127.53
                            LG     2077.86   10431.8  -132.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.282/66.031, 2.24929  Z-:/7.254/67.355, 2.39698  Z0:/4.883/84.527, 10.43697

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2518.82    6322.8  -120.71
                            LG     3086.49    7747.8  -125.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.616/64.723, 2.11771  Z-:/21.277/66.984, 2.35401  Z0:/10.495/84.798, 10.98277

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1645.79    8262.6  -129.27
                            LG     2913.84   14628.8  -127.91
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.228/72.287, 3.13093  Z-:/8.021/75.162, 3.77463  Z0:/2.416/-89.992, 7052.7578

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2936.86    7372.2  -115.49
                            LG     2715.14    6815.6  -118.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.435/70.687, 2.85349  Z-:/18.226/72.171, 3.10920  Z0:/23.243/77.460, 4.49573

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1552.10    7792.2  -123.30
                            LG     1294.79    6500.4  -127.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.723/76.766, 4.25220  Z-:/8.604/77.868, 4.65182  Z0:/14.123/85.417, 12.47449

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3708.13    9308.2  -106.13
                            LG     5021.93   12606.1  -104.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.306/80.753, 6.14243  Z-:/14.072/81.429, 6.63475  Z0:/3.449/63.995, 2.04989

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2058.81   10336.1  -107.10
                            LG     1279.11    6421.7    47.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.451/85.356, 12.30956  Z-:/6.150/86.202, 15.06379  Z0:/42.895/-76.280, 4.09601

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    2844.01    7139.1  -102.42
                            LG     2842.07    7134.2  -102.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.815/82.089, 7.19642  Z-:/18.461/82.643, 7.74453  Z0:/19.207/82.124, 7.22843

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1053.71    5290.1  -106.79
                            LG     2043.20   10257.8  -106.46
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.642/86.263, 15.30995  Z-:/11.977/87.315, 21.32117  Z0:/5.069/-89.984, 3636.3640

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2636.94   13238.6  -122.35
                            LG    3154.45   15836.7  -127.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.049/60.916, 1.79786  Z-:/5.005/62.645, 1.93287  Z0:/2.726/80.721, 6.12073

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1557.95    7821.6  -103.21
                            LG    1596.42    8014.8   -83.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.574/85.436, 12.52730  Z-:/8.396/85.691, 13.27069  Z0:/10.836/33.228, 0.65508

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1936.87    9723.9  -135.24
                            LG    1910.91    9593.6  -135.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.831/74.631, 3.63826  Z-:/6.775/75.691, 3.92067  Z0:/7.168/73.772, 3.43576

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3656.74    9179.2  -107.44
                            LG    3734.61    9374.7  -107.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.527/81.793, 6.93334  Z-:/14.417/82.268, 7.36550  Z0:/13.729/82.233, 7.33140

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3435.67    8624.3  -111.14
                            LG    2923.67    7339.0  -110.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.513/76.308, 4.10480  Z-:/15.360/77.279, 4.42961  Z0:/23.822/75.126, 3.76512

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2117.41    5315.2  -120.51
                            LG    1858.34    4664.8  -124.63
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.577/68.975, 2.60163  Z-:/25.339/70.510, 2.82544  Z0:/36.726/77.765, 4.61149

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2294.54    5759.8  -102.23
                            LG     2019.20    5068.6  -101.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.499/82.459, 7.55358  Z-:/23.447/82.566, 7.66353  Z0:/33.169/81.221, 6.47493

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     731.73    3673.6  -105.83
                            LG     1178.11    5914.6  -105.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.254/86.984, 18.97879  Z-:/18.246/87.012, 19.15698  Z0:/2.493/-88.948, 54.44744

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2010.45    5046.7  -105.10
                            LG     1790.88    4495.5  -104.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.590/81.559, 6.73831  Z-:/26.502/81.749, 6.89627  Z0:/36.472/79.595, 5.44603

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    2898.70    7276.4  -103.64
                            LG     2756.80    6920.2  -101.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.371/81.305, 6.53867  Z-:/18.125/81.757, 6.90266  Z0:/21.519/75.935, 3.99142

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2279.99    5723.3  -105.05
                            LG      616.90    1548.5  -100.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.481/82.651, 7.75397  Z-:/23.364/82.860, 7.98252  Z0:/213.721/76.636, 4.20912

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    1675.31    4205.4  -103.90
                            LG      540.59    1357.0  -100.04
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.956/81.507, 6.69693  Z-:/31.838/81.656, 6.81792  Z0:/233.494/76.565, 4.18621

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2329.13    5846.6  -120.48
                            LG     1893.60    4753.4  -122.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.394/72.762, 3.22283  Z-:/23.235/73.974, 3.48145  Z0:/39.713/75.427, 3.84659

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6520 [SBA230      230.00] 3PH    2593.98    6511.5  -114.88
                            LG     1976.69    4961.9  -115.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.643/76.499, 4.16504  Z-:/20.491/77.424, 4.48266  Z0:/40.137/77.710, 4.59022

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6521 [SBA115      115.00] 3PH     754.64    3788.6  -123.77
                            LG      795.05    3991.5  -123.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.713/86.826, 18.03164  Z-:/17.695/87.059, 19.46132  Z0:/15.034/85.853, 13.79288

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

2018 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2937.46    7373.7  -130.96
                            LG     3555.40    8924.8  -135.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.707/63.818, 2.03388  Z-:/18.434/65.346, 2.17881  Z0:/9.572/81.812, 6.94984

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2944.79   14784.1  -132.38
                            LG     3605.56   18101.5  -136.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.578/62.556, 1.92557  Z-:/4.526/63.930, 2.04393  Z0:/2.222/83.310, 8.52572

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2783.21    6986.5  -131.69
                            LG     3293.52    8267.5  -135.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.860/64.544, 2.10068  Z-:/19.617/65.915, 2.23711  Z0:/11.144/79.537, 5.41504

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2183.05   10959.9  -136.64
                            LG     2518.88   12645.9  -141.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.159/67.229, 2.38231  Z-:/6.115/68.318, 2.51522  Z0:/3.856/84.011, 9.53204

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2770.26    6954.0  -130.65
                            LG     3366.30    8450.1  -134.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.781/66.151, 2.26210  Z-:/19.413/67.895, 2.46213  Z0:/9.996/84.032, 9.56591

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1864.99    9363.1  -138.26
```

```
                              LG    3374.47   16941.3  -136.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.313/72.921, 3.25482  Z-:/7.117/74.980, 3.72676  Z0:/2.416/-89.991, 6458.3169

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3527.18    8854.0  -124.29
                              LG    3337.59    8378.1  -126.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.223/72.335, 3.13999  Z-:/15.041/73.439, 3.36270  Z0:/18.036/77.396, 4.47238

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1770.44    8888.4  -131.72
                              LG    1440.77    7233.3  -135.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.609/78.470, 4.90207  Z-:/7.529/79.249, 5.26673  Z0:/12.970/86.109, 14.70383

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4219.45   10591.7  -112.58
                              LG    5633.10   14140.3  -110.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.507/81.708, 6.86130  Z-:/12.307/82.239, 7.33751  Z0:/3.438/64.000, 2.05033

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2094.72   10516.4  -113.32
                              LG    1248.15    6266.3    41.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.313/85.763, 13.49785  Z-:/5.993/86.650, 17.08201  Z0:/43.281/-76.072, 4.03226

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    2939.84    7379.7  -108.08
                              LG    3039.34    7629.4  -108.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.166/82.269, 7.36608  Z-:/17.841/82.766, 7.87791  Z0:/16.707/83.150, 8.32438

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1066.07    5352.1  -112.39
```

```
                              LG    2073.20   10408.4  -112.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.480/86.350, 15.67647  Z-:/11.834/87.413, 22.13202  Z0:/5.070/-89.988, 4804.4209

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2921.21   14665.8  -132.61
                              LG    3552.94   17837.3  -136.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.611/62.671, 1.93506  Z-:/4.561/64.022, 2.05234  Z0:/2.290/81.111, 6.39423

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1570.14    7882.8  -109.15
                              LG    1605.88    8062.2   -88.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.492/85.564, 12.88879  Z-:/8.303/85.816, 13.66988  Z0:/10.879/32.707, 0.64217

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2006.75   10074.7  -144.69
                              LG    1963.82    9859.3  -144.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.647/75.461, 3.85578  Z-:/6.587/76.377, 4.12626  Z0:/7.147/73.734, 3.42728

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4203.19   10550.9  -114.17
                              LG    4088.70   10263.5  -113.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.551/83.132, 8.30226  Z-:/12.468/83.438, 8.69349  Z0:/13.690/82.206, 7.30630

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3941.47    9893.9  -119.00
                              LG    3245.63    8147.2  -117.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.395/77.877, 4.65541  Z-:/13.268/78.558, 4.94057  Z0:/22.159/74.883, 3.70190

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2332.88    5856.0  -129.90
```

```
                              LG    2002.87    5027.7  -133.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.189/70.372, 2.80399  Z-:/22.940/71.519, 2.99190  Z0:/35.027/77.319, 4.44409

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2367.14    5942.0  -107.63
                              LG    2050.24    5146.6  -107.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.629/82.666, 7.76921  Z-:/22.591/82.724, 7.83238  Z0:/33.168/81.219, 6.47363

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     729.96    3664.7  -111.11
                              LG    1175.86    5903.3  -110.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.118/87.251, 20.82605  Z-:/18.112/87.267, 20.94469  Z0:/2.493/-88.948, 54.43926

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2118.88    5318.9  -110.88
                              LG    1841.57    4622.7  -109.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.056/82.012, 7.12583  Z-:/24.990/82.121, 7.22623  Z0:/36.461/79.588, 5.44232

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3081.87    7736.2  -109.45
                              LG    2888.35    7250.4  -107.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.216/81.718, 6.86956  Z-:/17.001/82.077, 7.18560  Z0:/20.962/75.886, 3.97715

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2328.16    5844.2  -110.97
                              LG     622.69    1563.1  -105.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.957/82.876, 8.00062  Z-:/22.854/83.029, 8.17801  Z0:/211.922/76.629, 4.20712

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    1700.52    4268.7  -109.74
```

```
                              LG     544.92    1367.9  -105.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.431/81.652, 6.81468  Z-:/31.326/81.759, 6.90490  Z0:/231.695/76.559, 4.18422

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2622.20    6582.3  -129.76
                              LG    2110.36    5297.5  -130.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.669/74.521, 3.61101  Z-:/20.516/75.394, 3.83748  Z0:/35.863/75.045, 3.74384

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6520 [SBA230      230.00] 3PH    2906.42    7295.7  -123.04
                              LG    2142.57    5378.3  -122.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.247/78.053, 4.72607  Z-:/18.115/78.694, 5.00177  Z0:/37.896/77.534, 4.52337

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6521 [SBA115      115.00] 3PH     767.33    3852.3  -130.97
                              LG     806.70    4050.0  -130.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.251/87.446, 22.41793  Z-:/17.231/87.596, 23.81848  Z0:/14.749/85.953, 14.13468

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [BEV230      230.00] 3PH    3064.61    7692.9  -119.68
                              LG    2414.89    6061.9  -118.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.251/77.815, 4.63102  Z-:/17.123/78.367, 4.85739  Z0:/31.341/74.191, 3.53173

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

2019 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2683.48    6736.1  -127.17
                            LG     3300.59    8285.2  -132.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.198/57.346, 1.56038  Z-:/19.814/59.764, 1.71566  Z0:/9.805/79.893, 5.61000

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2600.08   13053.5  -129.26
                            LG     2910.16   14610.3  -137.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.116/56.582, 1.51554  Z-:/5.036/58.831, 1.65324  Z0:/3.844/83.568, 8.87024

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2563.40    6434.7  -128.24
                            LG     3087.16    7749.4  -133.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.397/58.538, 1.63430  Z-:/21.066/60.732, 1.78432  Z0:/11.353/78.971, 5.13086

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2041.95   10251.5  -134.18
                            LG     1640.80    8237.5  -145.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.564/62.123, 1.89048  Z-:/6.510/63.913, 2.04241  Z0:/11.868/84.473, 10.33459

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2645.20    6640.0  -126.89
                            LG     3647.14    9155.1  -130.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.326/60.592, 1.77410  Z-:/19.832/63.296, 1.98790  Z0:/4.478/87.553, 23.39552

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1815.10    9112.6  -136.13
```

```
                              LG    1979.98    9940.4  -143.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.380/68.907, 2.59255  Z-:/7.113/72.039, 3.08484  Z0:/6.055/89.887, 506.58224

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3733.17    9371.1  -119.84
                              LG    3926.59    9856.6  -124.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.122/69.214, 2.63449  Z-:/13.946/70.859, 2.88112  Z0:/12.380/81.303, 6.53737

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1817.87    9126.5  -128.80
                              LG     901.29    4524.9  -137.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.290/76.709, 4.23312  Z-:/7.236/77.698, 4.58554  Z0:/29.810/89.424, 99.51611

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4729.92   11873.1  -106.97
                              LG    4139.81   10391.8  -106.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.191/81.799, 6.93875  Z-:/11.013/82.392, 7.48652  Z0:/16.167/79.095, 5.19043

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2303.32   11563.7  -108.05
                              LG    1979.96    9940.3  -108.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.792/85.949, 14.12142  Z-:/5.493/86.717, 17.43479  Z0:/8.929/86.398, 15.88702

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    4000.29   10041.6  -105.29
                              LG    3681.24    9240.7  -105.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.337/82.878, 8.00346  Z-:/13.128/83.386, 8.62395  Z0:/17.015/81.962, 7.08093

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1284.32    6447.8  -109.75
```

```
                              LG    1331.56    6685.0  -110.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.380/87.148, 20.07016  Z-:/10.029/87.900, 27.26872  Z0:/9.627/88.419, 36.23833

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2582.99   12967.8  -129.41
                              LG    2891.46   14516.4  -137.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.148/56.644, 1.51910  Z-:/5.069/58.876, 1.65618  Z0:/3.856/83.222, 8.41376

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1643.17    8249.4  -103.66
                              LG    1201.11    6030.1  -102.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.192/85.449, 12.56279  Z-:/8.016/85.633, 13.09483  Z0:/17.420/83.111, 8.27627

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1771.46    8893.5  -145.86
                              LG    1797.67    9025.1  -147.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.426/71.720, 3.02723  Z-:/7.315/73.223, 3.31706  Z0:/7.214/73.902, 3.46492

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4380.03   10994.8  -108.31
                              LG    4162.18   10448.0  -108.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.062/82.803, 7.91933  Z-:/11.990/83.170, 8.34924  Z0:/14.029/83.069, 8.22608

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4122.73   10349.0  -114.07
                              LG    3363.33    8442.7  -114.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.612/76.534, 4.17625  Z-:/12.501/77.466, 4.49801  Z0:/21.267/76.344, 4.11599

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2306.78    5790.5  -126.91
```

```
                              LG    2037.82    5115.4  -131.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.935/66.866, 2.34067  Z-:/22.656/68.641, 2.55713  Z0:/32.547/76.957, 4.31679

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2404.33    6035.4  -101.98
                              LG    1810.70    4545.3   -99.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.450/82.568, 7.66589  Z-:/22.415/82.636, 7.73734  Z0:/44.632/78.197, 4.78567

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     745.94    3744.9  -105.61
                              LG     428.72    2152.4  -105.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.084/87.226, 20.63620  Z-:/18.078/87.243, 20.76619  Z0:/58.232/87.727, 25.19538

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2157.73    5416.4  -105.19
                              LG    1837.75    4613.1  -104.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.696/81.867, 6.99729  Z-:/24.638/81.996, 7.11136  Z0:/37.672/79.581, 5.43856

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3437.09    8627.8  -106.05
                              LG    3058.25    7676.9  -105.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.464/82.855, 7.97768  Z-:/15.294/83.245, 8.44224  Z0:/21.387/81.219, 6.47400

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3495.53    8774.5  -105.65
                              LG    1987.66    4989.5  -101.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.260/83.227, 8.42010  Z-:/15.143/83.498, 8.77466  Z0:/50.273/75.793, 3.94979

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2340.34    5874.8  -104.06
```

```
                              LG    1388.17    3484.6  -100.38
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.818/81.911, 7.03623  Z-:/22.704/82.074, 7.18300  Z0:/70.048/75.796, 3.95066

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6460 [ECO230      230.00] 3PH    2703.06    6785.3  -126.66
                              LG    2240.53    5624.2  -128.69
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.736/71.952, 3.06892  Z-:/19.598/73.270, 3.32681  Z0:/32.125/75.658, 3.91125

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6520 [SBA230      230.00] 3PH    3002.02    7535.7  -118.94
                              LG    2065.47    5184.8  -118.95
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.358/76.728, 4.23954  Z-:/17.247/77.622, 4.55673  Z0:/41.084/76.363, 4.12172

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6521 [SBA115      115.00] 3PH     768.73    3859.4  -127.98
                              LG       0.00       0.0     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.059/87.275, 21.00918  Z-:/17.046/87.470, 22.63305  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6830 [ANT230      230.00] 3PH    2465.18    6188.1  -127.72
                              LG    2210.21    5548.1  -130.20
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.465/70.564, 2.83396  Z-:/21.250/72.198, 3.11422  Z0:/29.157/75.471, 3.85862

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

2020 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2733.65    6862.1  -124.91
                            LG     3397.90    8529.5  -130.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.797/55.990, 1.48203  Z-:/19.464/58.429, 1.62730  Z0:/9.082/79.483, 5.38664

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2675.90   13434.2  -126.92
                            LG     3330.60   16721.1  -132.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.931/55.373, 1.44810  Z-:/4.863/57.650, 1.57879  Z0:/2.274/82.002, 7.11686

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2593.75    6510.9  -125.96
                            LG     3310.81    8310.8  -130.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.004/56.618, 1.51759  Z-:/20.693/58.938, 1.66023  Z0:/8.196/80.165, 5.76828

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2055.83   10321.2  -132.49
                            LG     1661.51    8341.5  -144.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.462/60.770, 1.78709  Z-:/6.418/62.625, 1.93125  Z0:/11.584/84.370, 10.14358

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2677.03    6719.9  -124.69
                            LG     3692.23    9268.3  -128.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.068/59.392, 1.69040  Z-:/19.626/62.129, 1.89097  Z0:/4.382/87.142, 20.02925

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1834.42    9209.6  -134.38
                            LG     1995.13   10016.4  -141.90
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.295/68.128, 2.49109  Z-:/7.047/71.314, 2.95677  Z0:/6.048/89.871, 442.91873

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3672.29    9218.3  -117.12
                            LG    3552.94    8918.7  -120.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.400/68.518, 2.54093  Z-:/14.248/70.170, 2.77308  Z0:/16.113/77.616, 4.55448

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1823.11    9152.8  -126.20
                            LG     892.69    4481.7  -135.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.294/76.128, 4.04933  Z-:/7.250/77.111, 4.37015  Z0:/30.374/88.957, 54.92657

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4695.86   11787.6  -102.22
                            LG    4174.98   10480.1  -101.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.192/82.035, 7.14735  Z-:/11.023/82.619, 7.71936  Z0:/15.564/79.162, 5.22355

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2279.69   11445.0  -103.07
                            LG    1965.70    9868.7  -103.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.794/85.952, 14.13130  Z-:/5.499/86.753, 17.62513  Z0:/8.865/86.482, 16.26617

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    4113.73   10326.3  -100.13
                            LG    3904.80    9801.9   -99.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.925/82.999, 8.14295  Z-:/12.732/83.504, 8.78283  Z0:/15.197/81.620, 6.78816

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1291.51    6483.9  -104.55
                            LG    1343.54    6745.1  -105.22
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.276/87.200, 20.44863  Z-:/9.936/87.977, 28.30560  Z0:/9.424/88.497, 38.11152

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2662.20   13365.4  -127.05
                            LG     3298.62   16560.5  -132.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.955/55.428, 1.45109  Z-:/4.887/57.691, 1.58132  Z0:/2.312/80.021, 5.68365

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1623.86    8152.5   -98.57
                            LG     1187.58    5962.2   -97.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.193/85.451, 12.56772  Z-:/8.019/85.649, 13.14445  Z0:/17.404/83.099, 8.26181

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1788.42    8978.7  -144.56
                            LG     2329.61   11695.7  -146.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.411/71.261, 2.94784  Z-:/7.309/72.766, 3.22360  Z0:/2.360/77.789, 4.62099

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4349.77   10918.9  -103.81
                            LG     4132.70   10374.0  -104.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.074/82.567, 7.66451  Z-:/12.009/82.940, 8.07398  Z0:/14.043/83.129, 8.29844

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3984.68   10002.4  -110.93
                            LG     3468.81    8707.5  -111.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.137/76.156, 4.05782  Z-:/13.040/77.108, 4.36899  Z0:/19.096/76.214, 4.07548

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2310.28    5799.3  -124.73
                            LG     2097.99    5266.4  -129.66
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.887/66.113, 2.25804  Z-:/22.649/67.902, 2.46289  Z0:/30.361/77.114, 4.37112

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2407.00    6042.1   -97.32
                            LG     1808.39    4539.5   -95.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.349/82.506, 7.60155  Z-:/22.317/82.574, 7.67269  Z0:/44.638/78.205, 4.78892

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH    1087.56    5460.0  -100.74
                            LG      484.19    2430.8  -101.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.287/86.414, 15.95566  Z-:/12.281/86.443, 16.08590  Z0:/58.234/87.728, 25.20888

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2148.37    5392.9  -100.71
                            LG     1828.83    4590.8   -99.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.675/81.776, 6.91866  Z-:/24.622/81.907, 7.03234  Z0:/37.679/79.593, 5.44502

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3481.68    8739.8  -101.03
                            LG     2916.79    7321.8  -100.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.182/82.967, 8.10542  Z-:/15.025/83.349, 8.57525  Z0:/24.167/81.475, 6.67155

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3557.80    8930.9  -100.52
                            LG     2425.85    6089.4   -96.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.963/83.245, 8.44247  Z-:/14.857/83.511, 8.79185  Z0:/36.178/75.312, 3.81496

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2360.54    5925.5   -98.87
                            LG     1847.81    4638.4   -95.77
```

```
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.535/81.899, 7.02540  Z-:/22.432/82.058, 7.16820  Z0:/41.542/75.356, 3.82711

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6460 [ECO230      230.00] 3PH    2573.80    6460.8  -125.88
                             LG    1903.97    4779.4  -127.81
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.676/70.973, 2.89970  Z-:/20.563/72.345, 3.14190  Z0:/42.632/74.105, 3.51177


 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6520 [SBA230      230.00] 3PH    2930.22    7355.5  -115.97
                             LG    1872.63    4700.7  -115.47
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.983/76.207, 4.07348  Z-:/17.888/77.120, 4.37330  Z0:/48.557/75.013, 3.73551

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6521 [SBA115      115.00] 3PH     767.03    3850.8  -125.36
                             LG       0.00       0.0     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.178/87.088, 19.66005  Z-:/17.169/87.291, 21.13254  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6713 [BUR230      230.00] 3PH    2496.47    6266.7  -127.49
                             LG    2611.26    6554.8  -132.89
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.568/60.840, 1.79225  Z-:/21.324/62.941, 1.95759  Z0:/19.374/75.901, 3.98133

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6801 [SAB230      230.00] 3PH    2381.53    5978.2  -130.54
                             LG    2972.61    7461.9  -134.60
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.806/61.728, 1.85938  Z-:/22.572/63.771, 2.02971  Z0:/9.808/79.997, 5.66933



 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6830 [ANT230      230.00] 3PH    2422.41    6080.8  -125.49
                            LG     1992.42    5001.4  -127.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.854/70.527, 2.82808  Z-:/21.686/72.095, 3.09518  Z0:/36.209/74.701, 3.65572

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [PAN3 230    230.00] 3PH    2753.88    6912.9  -124.80
                            LG     3487.12    8753.4  -129.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.639/56.109, 1.48867  Z-:/19.309/58.551, 1.63512  Z0:/8.100/79.756, 5.53317

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6841 [PAN3 115    115.00] 3PH    2173.63   10912.6  -132.14
                            LG     1181.70    5932.6  -141.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.069/61.730, 1.85954  Z-:/6.018/63.638, 2.01788  Z0:/21.623/76.208, 4.07372

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6861 [CHE230      230.00] 3PH    1655.19    4154.9  -135.47
                            LG     1946.34    4885.7  -138.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/32.985/65.865, 2.23188  Z-:/32.816/67.411, 2.40365  Z0:/18.691/78.904, 5.09893

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

2022 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    3006.38    7546.7  -133.39
                            LG     3634.37    9123.1  -139.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.989/56.858, 1.53155  Z-:/17.736/59.142, 1.67365  Z0:/9.475/80.043, 5.69605

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2897.43   14546.4  -135.53
                            LG     3661.30   18381.3  -140.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.574/56.204, 1.49399  Z-:/4.523/58.318, 1.62027  Z0:/1.908/81.838, 6.97249

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2858.67    7175.9  -134.39
                            LG     3487.30    8753.9  -139.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.054/57.425, 1.56516  Z-:/18.822/59.586, 1.70349  Z0:/9.525/80.073, 5.71371

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2205.74   11073.8  -141.32
                            LG     1311.27    6583.1  -158.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.021/61.846, 1.86860  Z-:/5.993/63.523, 2.00773  Z0:/19.142/88.894, 51.78420

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2847.03    7146.7  -133.53
                            LG     3875.84    9729.2  -137.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.822/61.035, 1.80663  Z-:/18.444/63.670, 2.02071  Z0:/4.590/86.809, 17.93721

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1903.49    9556.3  -143.06
```

```
                              LG    2039.91   10241.2  -150.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.009/69.518, 2.67720  Z-:/6.780/72.664, 3.20363  Z0:/6.061/89.849, 379.57812

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3799.15    9536.7  -123.66
                              LG    3738.72    9385.0  -126.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.915/69.961, 2.74169  Z-:/13.795/71.441, 2.97850  Z0:/14.768/76.954, 4.31572

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1849.96    9287.6  -131.51
                              LG     898.96    4513.2  -140.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.166/76.593, 4.19517  Z-:/7.126/77.484, 4.50489  Z0:/30.157/88.987, 56.52805

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4756.68   11940.3  -106.56
                              LG    4094.10   10277.1  -105.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.067/82.306, 7.40241  Z-:/10.906/82.865, 7.98888  Z0:/16.621/78.832, 5.06516

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2298.70   11540.5  -107.29
                              LG    1966.35    9872.0  -107.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.762/85.942, 14.09686  Z-:/5.471/86.795, 17.85790  Z0:/8.975/86.294, 15.43842

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    4195.91   10532.6  -104.35
                              LG    3576.05    8976.7  -103.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.726/83.145, 8.31865  Z-:/12.543/83.650, 8.98601  Z0:/19.542/80.461, 5.95066
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1302.19    6537.6  -108.68
                              LG    1330.63    6680.4  -109.19
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.223/87.197, 20.42582  Z-:/9.892/88.036, 29.15540  Z0:/9.900/87.908, 27.37231

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2880.94   14463.6  -135.66
                            LG    3621.32   18180.6  -140.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.598/56.254, 1.49685  Z-:/4.547/58.355, 1.62260  Z0:/1.955/79.877, 5.60096

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1641.16    8239.4  -102.89
                            LG    1197.76    6013.3  -101.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.175/85.434, 12.52105  Z-:/8.003/85.653, 13.15567  Z0:/17.433/83.114, 8.28046

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1836.48    9219.9  -153.08
                            LG    2058.62   10335.2  -154.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.303/71.697, 3.02316  Z-:/7.211/73.105, 3.29244  Z0:/5.039/75.955, 3.99750

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4391.95   11024.8  -107.97
                            LG    4177.94   10487.5  -108.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.980/82.875, 7.99974  Z-:/11.919/83.208, 8.39646  Z0:/13.882/83.296, 8.50803

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4053.05   10174.0  -116.25
                            LG    3649.74    9161.6  -116.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.862/77.119, 4.37294  Z-:/12.781/77.955, 4.68670  Z0:/17.209/76.774, 4.25486

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2198.05    5517.6  -134.57
                            LG    2098.71    5268.2  -137.69
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.936/69.516, 2.67686  Z-:/23.768/71.044, 2.91155  Z0:/27.618/76.712, 4.23437

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2420.87    6076.9  -101.36
                            LG    1829.54    4592.5   -99.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.305/82.528, 7.62428  Z-:/22.275/82.589, 7.68828  Z0:/44.031/78.081, 4.73759

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH    1099.07    5517.8  -104.77
                            LG     686.53    3446.7  -104.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.274/86.354, 15.69346  Z-:/12.268/86.380, 15.80653  Z0:/34.406/86.189, 15.01368

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2160.44    5423.2  -104.71
                            LG    1943.15    4877.7  -103.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.601/81.869, 6.99888  Z-:/24.551/81.985, 7.10208  Z0:/32.921/79.426, 5.35709

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3526.06    8851.2  -105.23
                            LG    3011.30    7559.0  -104.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.038/83.102, 8.26647  Z-:/14.888/83.472, 8.73933  Z0:/22.910/80.935, 6.26761

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3695.25    9275.9  -104.82
                            LG    2416.92    6067.0  -100.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.509/83.500, 8.77678  Z-:/14.412/83.753, 9.13477  Z0:/37.785/75.730, 3.93187

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2431.46    6103.5  -103.08
```

```
                              LG    1752.95    4400.3  -100.03
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.100/82.021, 7.13448  Z-:/22.005/82.170, 7.27205  Z0:/47.984/76.099, 4.04059

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6460 [ECO230      230.00] 3PH    2676.78    6719.3  -132.86
                              LG    2050.94    5148.3  -134.40
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.802/72.021, 3.08153  Z-:/19.721/73.241, 3.32066  Z0:/38.024/74.532, 3.61367

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6520 [SBA230      230.00] 3PH    2978.81    7477.5  -121.42
                              LG    2007.06    5038.2  -120.71
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.630/77.024, 4.33981  Z-:/17.552/77.824, 4.63455  Z0:/43.328/75.417, 3.84372

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6521 [SBA115      115.00] 3PH     767.86    3855.0  -130.20
                              LG       0.00       0.0     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.116/87.302, 21.22076  Z-:/17.110/87.476, 22.68548  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6713 [BUR230      230.00] 3PH    2702.95    6785.0  -135.83
                              LG    2704.01    6787.7  -141.28
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.868/61.866, 1.87017  Z-:/19.689/63.800, 2.03228  Z0:/20.388/76.052, 4.02635

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6801 [SAB230      230.00] 3PH    2714.21    6813.3  -139.05
                              LG    3109.36    7805.2  -143.35
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.973/63.167, 1.97682  Z-:/19.816/65.028, 2.14728  Z0:/12.807/78.034, 4.71826

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6830 [ANT230      230.00] 3PH    2515.11    6313.5  -132.53
                            LG    3393.43    8518.2  -134.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.996/71.656, 3.01590  Z-:/20.862/73.088, 3.28892  Z0:/4.949/85.669, 13.20373

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [PAN3 230    230.00] 3PH    3038.50    7627.3  -133.19
                            LG    3656.61    9178.9  -138.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.782/56.958, 1.53741  Z-:/17.530/59.250, 1.68088  Z0:/9.542/79.432, 5.35998

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6841 [PAN3 115    115.00] 3PH    2320.78   11651.3  -140.86
                            LG    1183.87    5943.6  -150.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.716/62.760, 1.94241  Z-:/5.679/64.501, 2.09666  Z0:/22.404/76.279, 4.09566

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6857 [MET230      230.00] 3PH     467.03    1172.3  -153.57
                            LG     340.54     854.8  -154.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/118.388/73.975, 3.48166  Z-:/118.427/74.349, 3.56930  Z0:/250.334/75.962, 3.99946

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6861 [CHE230      230.00] 3PH    1751.06    4395.5  -143.96
                            LG    2021.25    5073.8  -147.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.320/66.388, 2.28761  Z-:/31.211/67.769, 2.44664  Z0:/19.194/79.050, 5.16862

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

2024 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    4149.71   10416.7  -124.85
                            LG     4868.00   12219.8  -129.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.919/62.754, 1.94196  Z-:/12.767/64.447, 2.09160  Z0:/7.585/79.705, 5.50548

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    3681.79   18484.2  -127.03
                            LG     4451.70   22349.5  -131.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.691/61.902, 1.87298  Z-:/3.657/63.432, 1.99976  Z0:/1.895/81.886, 7.01391

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    3906.62    9806.5  -125.81
                            LG     4586.68   11513.6  -130.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.820/63.372, 1.99451  Z-:/13.683/64.932, 2.13785  Z0:/8.040/79.670, 5.48615

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2680.43   13456.9  -132.72
                            LG     1413.59    7096.8  -146.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.027/67.536, 2.41851  Z-:/5.008/68.653, 2.55867  Z0:/18.995/88.944, 54.26598

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3641.90    9142.0  -126.22
                            LG     4905.43   12313.7  -129.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.784/66.889, 2.34318  Z-:/14.525/68.973, 2.60141  Z0:/3.804/86.717, 17.43489

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    2199.08   11040.4  -135.05
                            LG     2246.43   11278.1  -141.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.091/74.533, 3.61386  Z-:/5.907/77.226, 4.41085  Z0:/6.012/89.870, 441.64905
```

```
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4302.21   10799.5  -119.88
                            LG     3990.44   10016.9  -121.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.612/73.503, 3.37652  Z-:/12.510/74.592, 3.62846  Z0:/15.691/77.670, 4.57474

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1971.49    9897.7  -126.12
                            LG      926.43    4651.1  -133.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.869/78.246, 4.80610  Z-:/6.830/78.932, 5.11234  Z0:/30.308/88.986, 56.52160

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4928.67   12372.0  -108.20
                            LG     4171.89   10472.4  -106.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.753/82.166, 7.26767  Z-:/10.602/82.730, 7.83821  Z0:/16.774/78.989, 5.13907

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2324.26   11668.8  -109.13
                            LG     1976.21    9921.4  -109.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.699/85.780, 13.55376  Z-:/5.417/86.723, 17.46563  Z0:/8.992/86.307, 15.49208

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    4244.10   10653.6  -105.65
                            LG     3679.91    9237.4  -104.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.564/83.105, 8.26929  Z-:/12.390/83.632, 8.95980  Z0:/18.532/80.353, 5.88268

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1306.71    6560.3  -109.17
                            LG     1337.87    6716.7  -109.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.176/87.097, 19.71855  Z-:/9.855/88.038, 29.19003  Z0:/9.788/87.971, 28.22129
```

```
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3653.40   18341.6  -127.14
                            LG     4393.68   22058.2  -131.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.716/61.931, 1.87528  Z-:/3.682/63.448, 2.00118  Z0:/1.942/79.923, 5.62730

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1637.36    8220.2  -104.70
                            LG     1191.98    5984.3  -103.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.139/85.343, 12.27623  Z-:/7.972/85.600, 12.99663  Z0:/17.437/83.121, 8.28947

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1966.09    9870.6  -141.54
                            LG     2169.80   10893.3  -142.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.884/74.095, 3.50942  Z-:/6.800/75.207, 3.78677  Z0:/5.030/75.943, 3.99377

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4700.91   11800.3  -110.39
                            LG     4420.70   11096.9  -110.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.261/82.634, 7.73553  Z-:/11.204/82.978, 8.11894  Z0:/13.460/82.953, 8.08960

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4365.88   10959.3  -115.18
                            LG     3871.47    9718.2  -114.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.337/78.618, 4.96728  Z-:/12.257/79.276, 5.28017  Z0:/17.148/77.161, 4.38774

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2505.42    6289.2  -127.77
                            LG     1977.10    4963.0  -130.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.442/73.500, 3.37584  Z-:/21.306/74.575, 3.62418  Z0:/38.811/77.745, 4.60392
```

```
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2552.01    6406.1  -107.55
                            LG     2271.78    5702.7  -106.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.853/81.972, 7.08986  Z-:/20.826/82.069, 7.17841  Z0:/28.634/78.231, 4.79990

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH    1106.27    5554.0  -111.36
                            LG      728.20    3655.9  -112.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.955/86.113, 14.71645  Z-:/11.950/86.151, 14.86358  Z0:/30.582/87.247, 20.79918

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3224.04    8093.1  -110.14
                            LG     2878.37    7225.3  -109.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.364/81.225, 6.47815  Z-:/16.315/81.460, 6.65895  Z0:/22.318/79.080, 5.18319

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3591.69    9015.9  -106.77
                            LG     3051.65    7660.3  -105.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.798/83.047, 8.19990  Z-:/14.657/83.423, 8.67298  Z0:/22.805/80.888, 6.23514

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3708.27    9308.6  -105.91
                            LG     3074.61    7717.9  -102.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.398/83.536, 8.82572  Z-:/14.305/83.787, 9.18586  Z0:/23.501/76.233, 4.08132

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2423.96    6084.7  -104.10
                            LG     2063.45    5179.7  -101.79
```

```
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.994/82.034, 7.14577  Z-:/21.903/82.182, 7.28287  Z0:/33.701/76.607, 4.19979

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6460 [ECO230      230.00] 3PH    3025.62    7595.0  -126.84
                             LG     2202.17    5527.9  -126.47
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.945/75.783, 3.94701  Z-:/17.874/76.599, 4.19718  Z0:/38.154/74.680, 3.65041

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6520 [SBA230      230.00] 3PH    3210.14    8058.1  -118.86
                             LG     2288.58    5744.8  -117.57
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.919/78.781, 5.04156  Z-:/16.841/79.377, 5.33149  Z0:/37.461/76.059, 4.02846

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6521 [SBA115      115.00] 3PH     793.53    3983.8  -126.41
                             LG       0.00       0.0     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.992/87.740, 25.34232  Z-:/16.982/87.868, 26.85553  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6713 [BUR230      230.00] 3PH    3464.69    8697.1  -127.98
                             LG     3454.60    8671.8  -131.35
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.511/67.807, 2.45131  Z-:/15.399/69.147, 2.62524  Z0:/15.862/76.443, 4.14709

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6801 [SAB230      230.00] 3PH    3869.36    9712.9  -130.33
                             LG     4361.12   10947.4  -132.99
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.883/69.820, 2.72080  Z-:/13.800/71.062, 2.91452  Z0:/9.341/78.541, 4.93303

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6830 [ANT230      230.00] 3PH    2835.05    7116.6  -126.64
```

```
                              LG    2726.11    6843.1  -126.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.037/75.452, 3.85340  Z-:/18.924/76.461, 4.15269  Z0:/21.434/75.497, 3.86589

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6837 [CHG230      230.00] 3PH    3713.13    9320.8  -110.44
                              LG    3265.56    8197.3  -109.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.188/81.233, 6.48432  Z-:/14.143/81.505, 6.69495  Z0:/20.081/78.692, 5.00083

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [PAN3 230    230.00] 3PH    4228.42   10614.3  -124.57
                              LG    5560.75   13958.7  -128.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.692/62.893, 1.95356  Z-:/12.542/64.596, 2.10559  Z0:/3.975/85.826, 13.70224

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6841 [PAN3 115    115.00] 3PH    2821.38   14164.6  -132.08
                              LG    1272.72    6389.6  -137.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.799/68.346, 2.51872  Z-:/4.773/69.534, 2.67946  Z0:/22.397/76.277, 4.09511

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6857 [MET230      230.00] 3PH     482.24    1210.5  -140.83
                              LG     340.70     855.2  -141.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/111.233/75.693, 3.92105  Z-:/111.212/75.895, 3.97970  Z0:/249.885/75.933, 3.99086

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6861 [CHE230      230.00] 3PH    2063.39    5179.6  -134.62
                              LG    2285.75    5737.7  -136.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.265/71.530, 2.99390  Z-:/26.189/72.392, 3.15077  Z0:/18.774/78.737, 5.02117

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

2026 DEMANDA MAXIMA EPOCA LLUVIOSA

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    4693.39   11781.4  -114.23
                            LG     5703.53   14317.1  -118.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.536/63.622, 2.01645  Z-:/11.438/65.180, 2.16221  Z0:/5.729/82.281, 7.37746

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    4162.23   20896.2  -116.92
                            LG     4868.33   24441.2  -121.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.177/62.767, 1.94302  Z-:/3.157/64.134, 2.06251  Z0:/1.890/81.892, 7.01916

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    4333.29   10877.5  -115.31
                            LG     4960.06   12450.8  -119.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.542/64.272, 2.07526  Z-:/12.456/65.684, 2.21307  Z0:/8.078/79.761, 5.53612

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2892.17   14520.0  -122.67
                            LG     1435.96    7209.1  -136.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.598/68.486, 2.53679  Z-:/4.590/69.439, 2.66600  Z0:/18.972/88.962, 55.19083

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3976.55    9982.0  -116.63
                            LG     5289.92   13278.8  -119.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.691/67.905, 2.46327  Z-:/13.508/69.872, 2.72845  Z0:/3.847/86.973, 18.91189

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    2322.36   11659.3  -125.43
                            LG     2330.82   11701.7  -131.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.828/75.409, 3.84149  Z-:/5.684/78.051, 4.72520  Z0:/6.015/89.879, 473.74564
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4556.03   11436.6  -112.82
                            LG     4148.67   10414.1  -114.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.975/74.007, 3.48900  Z-:/11.898/75.028, 3.73929  Z0:/15.593/77.645, 4.56528

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2026.09   10171.9  -118.93
                            LG      932.72    4682.7  -126.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.665/78.164, 4.77188  Z-:/6.633/78.827, 5.06271  Z0:/30.292/88.990, 56.73307

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    5124.15   12862.7  -104.84
                            LG     4274.31   10729.5  -103.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.414/81.581, 6.75635  Z-:/10.279/82.194, 7.29418  Z0:/16.774/79.004, 5.14651

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2361.17   11854.1  -106.30
                            LG     1995.73   10019.4  -106.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.628/85.507, 12.72617  Z-:/5.357/86.549, 16.58336  Z0:/8.992/86.310, 15.50499

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    4314.04   10829.2  -102.55
                            LG     3718.28    9333.7  -101.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.397/82.842, 7.96325  Z-:/12.236/83.414, 8.66169  Z0:/18.529/80.353, 5.88316

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1315.87    6606.3  -106.26
                            LG     1344.68    6750.9  -106.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.127/86.933, 18.66558  Z-:/9.817/87.983, 28.40079  Z0:/9.788/87.971, 28.22660
```

```
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    4121.74   20692.9  -117.02
                            LG     4794.99   24072.9  -121.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.206/62.780, 1.94411  Z-:/3.186/64.133, 2.06246  Z0:/1.937/79.916, 5.62310

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1648.56    8276.5  -102.03
                            LG     1196.94    6009.2  -101.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.100/85.206, 11.92339  Z-:/7.938/85.505, 12.72135  Z0:/17.437/83.122, 8.28996

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2003.17   10056.8  -131.56
                            LG     2183.11   10960.2  -132.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.577/74.369, 3.57413  Z-:/6.505/75.418, 3.84409  Z0:/5.024/75.929, 3.98962

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    5036.11   12641.7  -107.24
                            LG     4611.45   11575.8  -107.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.609/81.799, 6.93885  Z-:/10.564/82.201, 7.30082  Z0:/13.587/83.185, 8.36765

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4552.90   11428.8  -109.95
                            LG     3984.94   10003.1  -109.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.949/78.543, 4.93408  Z-:/11.885/79.189, 5.23695  Z0:/17.127/77.160, 4.38744

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2629.09    6599.6  -119.20
                            LG     2058.67    5167.7  -121.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.655/74.159, 3.52433  Z-:/20.565/75.128, 3.76559  Z0:/37.943/77.574, 4.53854
```

```
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2780.21    6978.9  -106.79
                            LG     2350.03    5899.1  -105.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.291/81.258, 6.50281  Z-:/19.274/81.403, 6.61472  Z0:/29.919/78.675, 4.99313

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH    1145.75    5752.1  -111.20
                            LG      737.44    3702.3  -111.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.613/85.902, 13.95766  Z-:/11.611/85.955, 14.13948  Z0:/30.910/87.260, 20.89660

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3822.09    9594.3  -108.55
                            LG     3126.12    7847.2  -108.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.979/79.899, 5.61327  Z-:/13.948/80.259, 5.82505  Z0:/23.347/79.551, 5.42244

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3664.62    9199.0  -103.70
                            LG     3091.64    7760.7  -103.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.568/82.746, 7.85672  Z-:/14.441/83.152, 8.32683  Z0:/22.804/80.890, 6.23645

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3745.20    9401.3  -102.69
                            LG     3094.49    7767.8   -99.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.285/83.391, 8.63081  Z-:/14.200/83.661, 9.00175  Z0:/23.485/76.231, 4.08091

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2440.22    6125.5  -100.93
                            LG     2073.07    5203.8   -98.65
```

```
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.887/81.933, 7.05590  Z-:/21.804/82.094, 7.20063  Z0:/33.685/76.606, 4.19954

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6460 [ECO230      230.00] 3PH    3169.26    7955.5  -118.73
                             LG     2289.46    5747.0  -118.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.276/76.451, 4.14971  Z-:/17.230/77.173, 4.39181  Z0:/37.251/74.711, 3.65805

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6520 [SBA230      230.00] 3PH    3326.28    8349.7  -112.97
                             LG     2340.53    5875.3  -111.57
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.490/78.933, 5.11240  Z-:/16.430/79.496, 5.39364  Z0:/37.411/76.050, 4.02577

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6521 [SBA115      115.00] 3PH     805.54    4044.2  -120.47
                             LG       0.00       0.0     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.907/87.816, 26.22346  Z-:/16.900/87.933, 27.70537  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6713 [BUR230      230.00] 3PH    3793.41    9522.3  -118.04
                             LG     3676.23    9228.1  -121.17
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.309/68.832, 2.58246  Z-:/14.242/70.024, 2.75101  Z0:/15.824/76.531, 4.17520

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6801 [SAB230      230.00] 3PH    4063.06   10199.2  -120.03
                             LG     4520.94   11348.6  -122.49
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.321/70.758, 2.86491  Z-:/13.271/71.857, 3.05173  Z0:/9.380/78.640, 4.97732

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                   <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6830 [ANT230      230.00] 3PH    2972.70    7462.1  -118.61
                            LG     2818.54    7075.1  -118.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.362/76.134, 4.05096  Z-:/18.285/77.045, 4.34713  Z0:/21.455/75.539, 3.87755

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6837 [CHG230      230.00] 3PH    4795.61   12038.0  -108.96
                            LG     3622.20    9092.5  -108.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.139/79.475, 5.38228  Z-:/11.111/79.950, 5.64228  Z0:/21.992/79.221, 5.25279

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [PAN3 230    230.00] 3PH    4783.81   12008.4  -113.97
                            LG     6174.03   15498.2  -117.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.325/63.729, 2.02595  Z-:/11.228/65.295, 2.17369  Z0:/4.015/86.121, 14.74770

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6841 [PAN3 115    115.00] 3PH    3068.11   15403.3  -122.21
                            LG     1283.76    6445.1  -127.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.322/69.581, 2.68623  Z-:/4.309/70.598, 2.83936  Z0:/22.394/76.276, 4.09463

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6857 [MET230      230.00] 3PH     490.12    1230.3  -129.69
                            LG     346.17     869.0  -129.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/111.186/75.838, 3.96299  Z-:/111.191/76.003, 4.01181  Z0:/249.896/75.934, 3.99131

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6861 [CHE230      230.00] 3PH    2179.34    5470.6  -124.11
                            LG     2381.80    5978.8  -126.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.065/72.409, 3.15405  Z-:/25.028/73.142, 3.30015  Z0:/18.785/78.754, 5.02937

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-313-2017

30 de junio de 2017

Panamá

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

Capítulo 1 9
RESUMEN EJECUTIVO 9
Capítulo 2 15
INTRODUCCIÓN 15
Capítulo 3 17
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION ACTUAL 17
Capítulo 4 25
CRITERIOS TÉCNICOS 25
Capítulo 5 35
METODOLOGÍA 35
Capítulo 6 39
COMPOSICIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 39
Capítulo 7 47
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO 47
Capítulo 8 55
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO 55
Capítulo 9 71
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO 71
Capítulo 10 73
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO 73
Capítulo 11 79
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES 79
Capítulo 12 81
PLAN DE REPOCISIÓN DE CORTO PLAZO 81
Capítulo 13 83
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO 83
Capítulo 14 85
PLAN DE PLANTA GENERAL 85
Capítulo 15 87
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN 87
Capítulo 16 89
PLAN ESTRATÉGICO 89
Capítulo 17 91
CONCLUSIONES 91
Capítulo 18 95
RECOMENDACIONES 95

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2017 13
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión 18
Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión 19
Tabla 3.3. Esquema EDCxT3 22
Tabla 3.4. Esquema EDC x Baja Frecuencia 23
Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Voltaje 24
Tabla 3.6. Esquema EDCxBLMCarbon 24
Tabla 3.7. Esquema EDCxPANAM 24
Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas hasta el año 2026 25
Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas hasta el año 2026 26
Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión 26
Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N 26
Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas hasta el año 2026 27
Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1 28
Tabla 4.7. Factor de Potencia de las Cargas 29
Tabla 4.8. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1 31
Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1 32
Tabla 4.10. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria 32
Tabla 6.1. Plan de Generación 2017-2026 40
Tabla 6.2. Orden de Mérito 41
Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo 42
Tabla 6.4. Proyectos de Distribución 43
Tabla 6.5. Demanda por Barra 45
Tabla 7.1. Reporte de Voltaje de Casos 47
Tabla 7.2. Resumen: Despacho del Año 2017 Época Lluviosa 49
Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2018 Época Lluviosa 50
Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa 51
Tabla 7.5. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa 52
Tabla 7.6. Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Corto Plazo 53
Tabla 7.7. Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima del Periodo de Corto Plazo 53
Tabla 8.1. Informe de Proyectos 69
Tabla 9.1 Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Largo Plazo 72
Tabla 9.2 Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima del Periodo de Largo Plazo 72
Tabla 18.1. Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2017 95

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión 21
Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo 36

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

ANEXOS

Anexo III-1 Plan de Inversiones 2017-2026

Anexo III-2 Diagramas Unifilares

Anexo III-3 Despachos de Generación

Anexo III-4 Reportes de Voltajes

Anexo III-5 Reportes de Estabilidad Dinámica

Anexo III-6 Reportes de Cortocircuito

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 1
RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO

De acuerdo con lo señalado en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, los Criterios y Políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía, igualmente, al Capítulo V del Reglamento de Transmisión reglamentado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se le da la responsabilidad a ETESA de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de 15 años.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. Dicho estudio presenta las congestiones y falencias que tiene el sistema en el periodo de corto plazo como las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo y forma, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP. Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2017 - 2026 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema, de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en mayo de 2017. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2016. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte 2017 – 2026, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en mayo de 2017. El modelado de estos proyectos se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2015, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No.9515 –30 de diciembre de 2015 y a los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 306 barras, 155 líneas, 138 transformadores de 2 devanados y 50 transformadores de 3 devanados, y 146 generadores y 197 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras).

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Progreso, Charco Azul, Boquerón III, Mata de Nance, San Bartolo, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, El Higo, Llano Sánchez y Chorrera, así como las subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión es Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años, respectivamente.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Mediante un estudio de flujos de potencia en estado estable, transitorio y contingencia se analiza la condición operativa actual del SIN con el fin de realizar un diagnóstico del mismo y presentar las propuestas de los proyectos necesarios para reforzar el SPT y obtener el correcto funcionamiento del SIN.

Se puede observar la restricción de la transferencia de occidente al centro de carga debido a las siguientes deficiencias en el SIN:

- falta de capacidad de transporte de energía eléctrica de las líneas de transmisión
- Déficit de reactivo en el sistema,
- Incumplimientos en el factor de potencia en los puntos de entrega
- Incumplimientos de las curvas de capacidad de algunos generadores conectados en el Sistema Principal del Transmisión.

Estas deficiencias afectan en los primeros años del corto plazo y en consecuencia se debe corregir presentando generación obligada.

En el área capital las LT entre las S/E Panamá y Cáceres presentan sobrecargas en contingencia debido al flujo que demanda el área Atlántica y es transmitido a través de estas líneas. Dada esta situación se requiere generación obligada en el área Atlántica.

Es necesario repotenciar las líneas 230-5B y 6C (Mata de Nance- Veladero), ya que se presentan sobrecargar en caso se tenga la máxima disponibilidad de energía en el área de occidente.

El gran crecimiento en Panamá Centro, indica que se necesitan nuevos transformadores para suplir así a la demanda para las S/E Panamá y Panamá II. Además, se debe contemplar la demanda en los demás puntos del país como Chorrera, Llano Sánchez y Mata de Nance, para así añadir la capacidad de transformación necesaria y evitar sobrecargas.

Debido a los incumplimientos en el factor de potencia en algunos puntos de entrega y a la curva de capacidad de algunos generadores ETESA ha estado invirtiendo en compensación reactiva para mantener los voltajes dentro de los rangos establecidos en el reglamento de transmisión.

Es necesario mantener operativos los Esquemas de Desligue de Carga de las plantas PANAM y BLMCarbon.

CONCLUSIONES

El SIN presenta déficit de reserva reactiva y restricción en la capacidad de transmisión en sentido occidente-oriente durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1), además y muy importante los SVC.

2017

Se adicionan 80MW de capacidad instalada en generación al sistema entre generación hidroeléctrica y solar. Además, se refuerza la capacidad de transporte del sistema con la entrada en operación de la 3era línea (Veladero – Panamá). de igual forma se presentan restricciones de transporte y generación debido a la falta de compensación reactiva del SIN.

2018

Se espera el ingreso de aproximadamente 460MW de los cuales 35.6MW son renovables y el resto conformado por el CCGNL de Costa Norte y los motores de ENERGYST el Sanchez.

Debido al aumento de la demanda y a pesar de contar con la entrada en operación de la 3era Línea en el año anterior se observan ciertas restricciones de transporte en el SIN. Se puede mencionar el doble circuito entre Mata de Nance – Veladero (230-5B y 6C) y la LT Panamá-Cáceres (115-37 y 12) ya que ante la pérdida de alguna de ellas se presentan sobre carga en la línea paralela. Es necesario aumentar la disponibilidad de compensación reactiva del SIN, por parte de ETESA se tiene previsto la instalación de bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II, a pesar de esto sigue siendo necesaria la inyección de más reactivo al SIN por lo tanto es importante que todos los agentes cumplan con lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

2019

Con la entrada esperada de 220MW al SIN, donde el total es generación renovable y los refuerzos propuestos en transmisión disminuyen las restricciones considerablemente, pero un aumento

desmedido e inesperado en la demanda o nueva instalación de generación en el área de influencia de la S/E Boquerón III, S/E Progreso y S/E Dominical podría aumentar las restricciones que se dan por seguridad en la línea Mata de Nance – Veladero, y en Panamá - Cáceres.

Es muy importante mencionar que la entrada en operación de los SVC permite disminuir la generación desplazada en occidente. Ya que la capacidad de entrega de compensación reactiva de forma dinámica minimiza la inestabilidad del voltaje al presentarse las contingencias.

2020

Para el 2020 se espera la entrada en operación del segundo ciclo combinado de Gas Natural conectado al SIN, con un total de 420MW instalado en el área de Colon aumentando así la generación en dicha área a 800MW, cabe mencionar que dicha generación a pesar de estar instalada en Colon se encuentra eléctricamente conectada a la S/E Panamá II.

Al realizar el cambio de conductor en la línea 230-5B y 6C (Mata de Nance-Veladero) y la construcción de una nueva línea subterránea entre la S/E Panamá y S/E Cáceres a finales del 2019 solucionarían inconvenientes que se presentaban en el año anterior.

Para este año no se presentan restricciones ni falta de reactivo para ninguna de las dos épocas, siendo así una condición favorable, segura y confiable para el sistema.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2021 – 2026)

Para mantener el SIN funcionando de forma confiable y seguro, se debe mantener la reserva reactiva necesaria para mantener los voltajes dentro de los rangos establecidos.

Aumentar la capacidad de transporte desde occidente con la repotenciación de la línea 1 desde la S/E Veladero a S/E Panamá y la construcción de un nuevo corredor entre Chiriquí Grande y Panamá III (4ta línea), dicha línea estaría diseñada en 500KV pero operada en 230KV inicialmente, previendo la instalación de generación en occidente (Changuinola II) u otras, una vez instalada la planta en mención se haría necesario operar la 4ta línea en 500KV lo cual conllevaría a la instalación de dos SVC, uno en la S/E Chiriquí Grande y otro en la S/E Panamá III, mas reactores (75MVAR) en ambas subestaciones.

El aumento en los flujos desde la S/E Panamá III y S/E Panamá demandaría una tercera línea entre estas subestaciones.

RECOMENDACIONES

A continuación, se tiene un listado de los proyectos propuesto para el Plan de Expansión del SIN, tomando en cuenta la entrada en operación de los proyectos listados se eliminarían las restricciones y mantener este comportamiento a partir del año 2020.

Tabla 1.1. Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2017

Item	Descripción del Proyecto		Nueva Fecha 2017
1	ADICIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ		Jul-17
2	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E CHORRERA		Sep-17
3	TERCERA LÍNEA LT 3 VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV		Oct-17
4	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA RITA - PANAMA II 115 KV***		Nov-17
5	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E LLANO SÁNCHEZ		Dec-17
6	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMÁ II		Dec-17
7	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES 90 MVAR S/E CHORRERA		Apr-18
8	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMÁ II		May-18
9	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E MATA DE NANCE		Feb-19
10	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E PROGRESO		Feb-19
11	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E LLANO SANCHEZ		Feb-19
12	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E PANAMÁ		Feb-19
13	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA GUASQUITA - VELADERO 230 KV		May-19
14	LÍNEA DE TRANSMISIÓN MDN-BOQ-PRO-FRONT 230 KV		Jul-19
15	SVC S/E LLANO SANCHEZ Y PANAMÁ II		Aug-19
16	ADICIÓN BANCO DE REACTORES S/E GUASQUITA Y CHANGUINOLA		Oct-19
17	SUBESTACIÓN PANAMÁ III 230 KV		Oct-19
18	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV		Nov-19
19	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRANEA PANAMÁ - CÁCERES 115 KV		Nov-19
20	SUBESTACIÓN BURUNGA 230 KV		Nov-19
21	SUBESTACIÓN SABANITAS 230 KV		Nov-19
22	LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV		Nov-19
23	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES S/E VELADERO, SAN BARTOLO Y LLANO SÁNCHEZ		Mar-20
24	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E CHORRERA		Apr-20
25	REPOTENCIACIÓN DE LA SEGUNDA LÍNEA LT 2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV		May-20
26	LÍNEA A DARIÉN PANAMÁ II - CHEPO 230 KV	LT PANII-CHEPO	Jul-20
		S/E CHEPO	
27	ADICIÓN DE BANCO DE CAPACITORES S/E SANTA RITA (20MVAR-2020, 20MVAR-2021)		Jul-20
28	ADICIÓN TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA		Aug-20
29	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERÓN III		Aug-20
30	REPOTENCIACIÓN DE LA PRIMERA LÍNEA LT 1 VELADERO - PANAMÁ 230 KV		Jul-22
31	ADICIÓN DE BANCO DE CAPACITORES 60 MVAR S/E LLANO SÁNCHEZ		Jul-22
32	LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHEPO - METETI + S/E METETI 230 KV		Jul-23
33	CUARTA LÍNEA LT 4 CHIRIQUÍ GRANDE - PANAMÁ III 500 KV OPERANDO EN 230 KV		Jul-23
	SUBESTACIÓN CHIRIQUÍ GRANDE 230 KV		
34	LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ - PANAMÁ III 230 KV		Jan-26
35	CUARTA LÍNEA LT 4 CHIRIQUÍ GRANDE - PANAMÁ III 500 KV OPERANDO EN 500 KV		Jul-26
	SUBESTACIÓN PANAMÁ III 500 / 230 KV		
	SUBESTACIÓN CHIRIQUÍ GRANDE 500 / 230 KV		
	SVC S/E CHIRIQUÍ GRANDE		
	SVC S/E PANAMÁ III		

*** Proyecto modificado, S/E Costa Norte - S/E Panamá II

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 2
INTRODUCCIÓN

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., elaborar el Plan de Expansión. El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, "La Expansión del Sistema de Transmisión", establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

Con la finalidad de cumplir con lo establecido previamente, se presentan en este documento los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y simultáneamente minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define un programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

El estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2017-2026 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado**.**

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 3
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION ACTUAL

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional.

La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 2,009.56 230.97 Km, y en líneas de circuito sencillo, de 94.58 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 267.80 Km. y para líneas de circuito sencillo, de 39.90 Km. En la Tabla 3.1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

ETESA también cuenta con un total de diecisiete subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y cinco seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas, Veladero, Cañazas, San Bartolo y El Higo. Las otras diez son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda. Por estas circunstancias, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras para suplir esta demanda, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre y a partir del presente año las nuevas subestaciones de Llano Bonito y 24 de Diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan el restante 30% de la demanda, distribuido en diversas áreas del interior del país. La Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente (Panamá Oeste), la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las Subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la Subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En la Tabla 3.2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA										
LINEA		PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO MOD	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA) Normal	CAPACIDAD (MVA) Cont.
LINEAS 230KV	DOBLE CIRCUITO	Linea Bayano - Panama	1976	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	1999	49.14	636 ACSR	202.0	350.0
				230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	1999	19.00	636 ACSR	202.0	350.0
				230-1C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0
				230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE (1)	2016	59.04	636 ACSR	202.0	350.0
				230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	2016	9.10	636 ACSR	202.0	350.0
				230-2C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0
		Linea 1 - Panama - Mata de Nance	1978	230-3A	PANAMA - CHORRERA		40.30	750 ACAR	247.0	366.0
				230-3B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0
				230-3C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0
				230-4A	PANAMA - CHORRERA		40.30	750 ACAR	247.0	366.0
				230-4B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0
				230-4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0
				230-5A	LL.SANCHEZ - VELADERO		109.36	750 ACAR	247.0	366.0
				230-6A	LL.SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	2016	103.36	750 ACAR	247.0	366.0
				230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	2016	6.00	750 ACAR	247.0	366.0
			1979	230-5B	VELADERO - MATA NANCE		84.49	750 ACAR	247.0	366.0
				230-6C	VELADERO - MATA NANCE		84.49	750 ACAR	247.0	366.0
		Linea Fortuna - Mata de Nance	1984	230-7	MATA NANCE - FORTUNA		37.50	750 ACAR	193.0	366.0
				230-8	MATA NANCE - FORTUNA		37.50	750 ACAR	193.0	366.0
		Linea 2 - Panama II - Guasquita	2004	230-14A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-15A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-16	VELADERO - GUASQUTAS		84.30	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-17	VELADERO - GUASQUTAS		84.30	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	2014/2017	35.34	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-12B	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	2014/2017	114.98	1200 ACAR	275.0	500.0
			2006	230-12C	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	2014	150.33	1200 ACAR	275.0	500.0
				230-13B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0
		Linea Interconexion Changuinola	2009	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)		96.87	750 ACAR	304.0	366.0
				230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)		24.88	750 ACAR	304.0	366.0
			2012	230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS (2)		44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	275.0	366.0
				230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)		76.65	750 ACAR	304.0	366.0
		3era Linea	2017	230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ		110.21	1200 ACAR	500.0	500.0
				230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ		110.21	1200 ACAR	500.0	500.0
	CIRCUITO SENCILLO	Linea Mata de Nance - Frontera	1986	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III		24.33	750 ACAR	248.0	366.0
				230-9B	BOQUERON III - PROGRESO		29.75	750 ACAR	248.0	366.0
				230-10	PROGRESO - FRONTERA		9.50	750 ACAR	193.0	366.0
		Interconexion Fortuna	2003	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA		16.00	1200 ACAR	275.0	500.0
		Interconexion Changuinola - Costa Rica	2011	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA		15.00	750 ACAR	248.0	366.0
		Total 230KV					**2,325.55**			
LINEAS DE 115KV	DOBLE CIRCUITO	Linea Caceres - Las Minas 1	1970	115-1A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0
				115-2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0
				115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)	2004/2009	6.20	636 ACSR	211.0	211.0
				115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)	2004/2009	0.80	636 ACSR	211.0	211.0
				115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)	2004	6.20	605 ACSS	211.0	211.0
		Linea Panama - Las Minas 2	1972	115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	2016	22.50	605 ACSS	168.0	211.0
				115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	2016	31.50	605 ACSS	168.0	211.0
				115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	2016	40.70	605 ACSS	168.0	211.0
				115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	2016	16.70	605 ACSS	168.0	211.0
		Linea Mata de Nance - Caldera	1979	115-15	MATA NANCE - CALDERA		25.00	636 ACSR	93.0	175.0
				115-16	MATA NANCE - CALDERA		25.00	636 ACSR	93.0	175.0
	CIRCUITO SENCILLO	Linea 1 - Panama - Caceres	1976	115-12	PANAMA - CACERES		0.80	636 ACSR	120.0	175.0
		Interconexion La Estrella - Los Valles	1979	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA		5.80	636 ACSR	93.0	175.0
				115-18	CALDERA - LOS VALLES		2.00	636 ACSR	93.0	175.0
		Linea Estacion de Bombeo	1982	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO		0.50	636 ACSR	93.0	175.0
		Interconexion Charco Azul	1988	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL		30.00	636 ACSR	93.0	175.0
		Linea Subterranea - Panama - Caceres	2008	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.		0.80	750 XLPE	142.0	178.0
		TOTAL 115KV					**307.70**			

(1) Estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.
(2) Estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
(3) Estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá, fueron repotenciadas en el 2016
(4) Estas lineas son de doble circuito, originalmente desde la S/E Llano Sanchez a S/E Panama II, fue seccionada por la S/E El Coco en el 2014
(5) Estas lineas son de doble circuito, desde el 2014 era originalmente desde la S/E El Coco a S/E Panama II, un circuito fue seccionado por la S/E Burunga en el 2017
(6) Este circuito originalmente era desde S/E Veladero a S/E Llano Sanchez, fue seccionada por la S/E Bella Vista en el 2016
(7) Este circuito originalmente era desde S/E Santa Rita a S/E las Minas 1, fue seccionada por la S/E Cativa II
(8) Estas lineas fueron repotenciadas en el 2016

Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión

TRANSFORMADORES DE ETESA												
No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACIÓN
			OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.		
1	PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
2	PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
3	CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	CHORRERA	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		DEL/EST	1988
8	CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1	37.5	50	62.5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL	2010
10	BOQUERON III	1	50	66.7	83.3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		EST/DEL	2010
	BOQUERON III	2	50	66.7	83.3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		EST/DEL	2016
11	SAN BARTOLO	1	90	120	150	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2014
	TOTAL		**1,355.5**	**1,807.4**	**2,253.1**							

Subestaciones Seccionadoras

- Cáceres 115 kV
- Santa Rita 115 kV
- Guasquitas 230 kV
- Veladero 230 kV
- El Higo 230 kV
- San Bartolo 230 kV
- Cañazas 230 kV

Para brindarle un buen soporte de reactivo al sistema eléctrico, ETESA cuenta con bancos de capacitores y reactores.

Los bancos de capacitores se encuentran ubicados de la siguiente forma:

- Subestación Panamá (120 MVAR)
  - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 kV.
- Subestación Panamá II (240 MVAR)
  - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 kV.
  - ✓ 120 MVAR (4x30 MVAR) en el patio de 230 kV.
- Subestación Llano Sánchez (90 MVAR).
  - ✓ 90 MVAR (3x30 MVAR) en el patio de 230 kV.

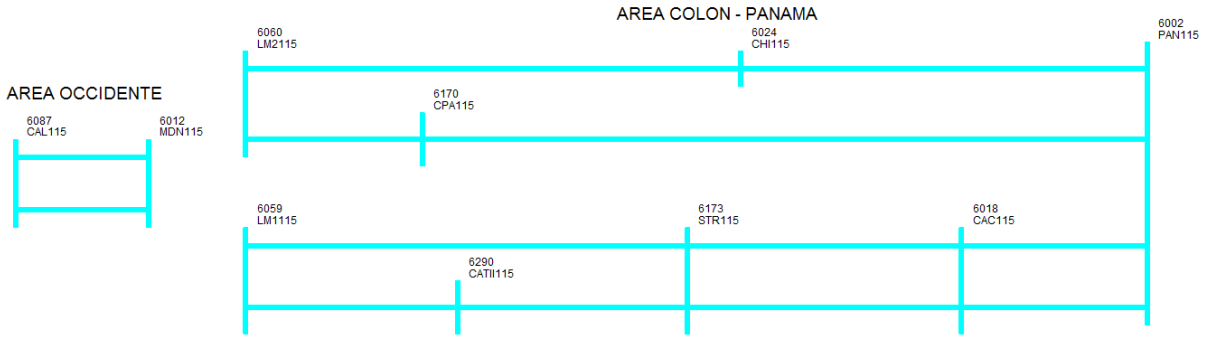
Los reactores se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

- Subestación Llano Sánchez (80 MVAR).
  - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 kV (3x20 MVAR).
  - ✓ 20 MVAR en el patio de 34.5 kV.
- Subestación Veladero.
  - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 kV (3x20 MVAR).
- Subestación Mata de Nance.
  - ✓ 40 MVAR en el patio de 34.5 kV (2x20 MVAR).

La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión.

A continuación, un esquema con las principales líneas de transmisión en 230 kV y 115 kV.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)
DIAGRAMA UNIFILAR 2017



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (230KV)
DIAGRAMA UNIFILAR 2017

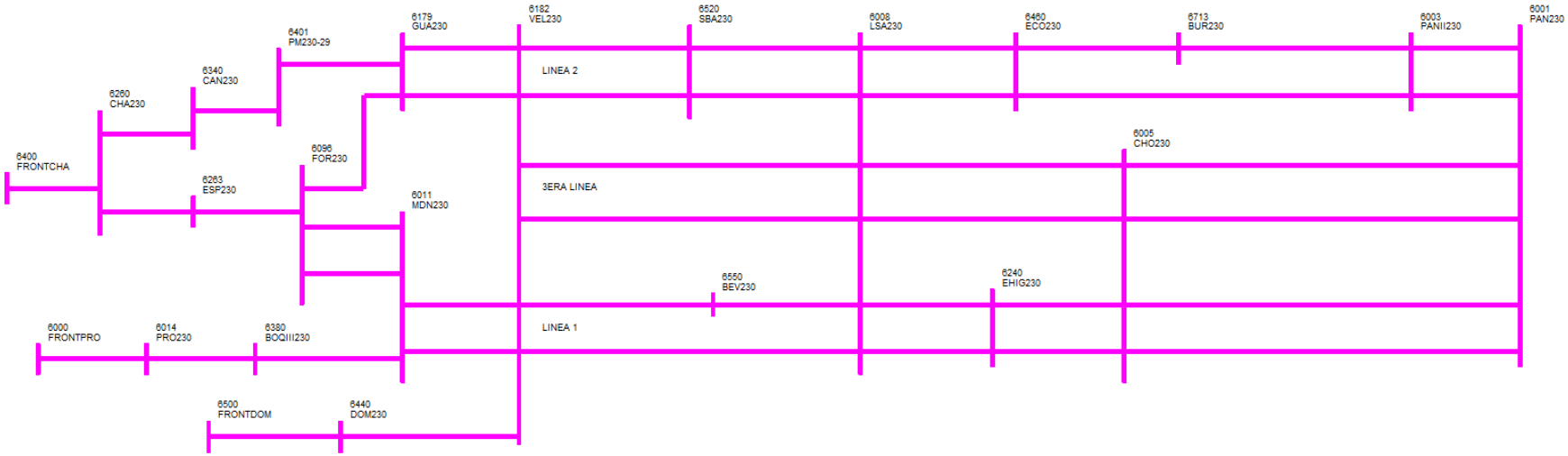
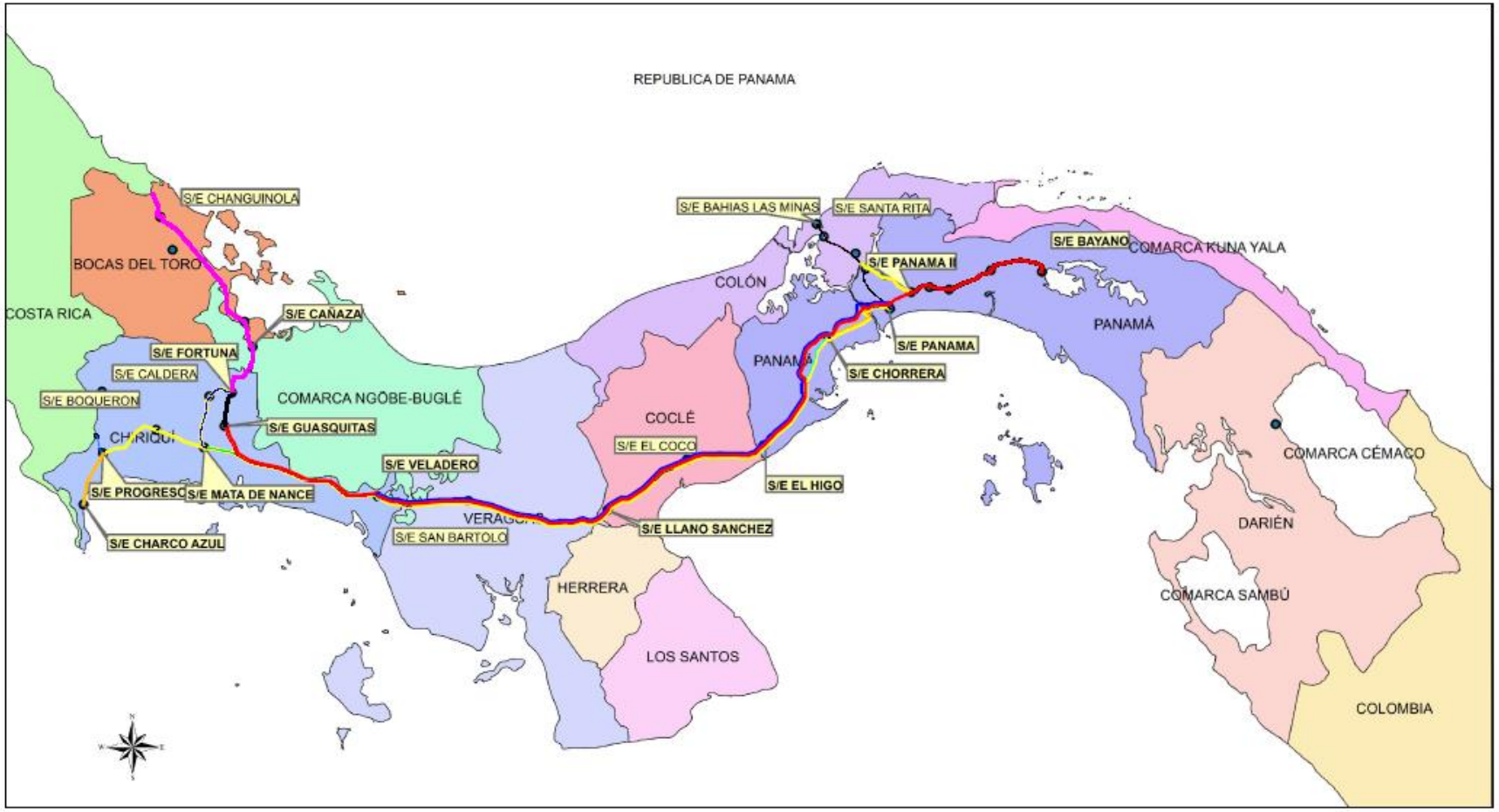


Figura 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión



ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional ante una emergencia tiene operando 5 esquemas de desconexión de carga, ante la pérdida del T3 de la S/E Panamá, esquema por baja frecuencia, por bajo voltaje, y dos esquemas ante pérdida de generación (PanAm, BLM).

En las Tabla 3.3 a Tabla 3.7 se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

Tabla 3.3. Esquema EDCxT3

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PÉRDIDA DEL TRANSFORMADOR T3 DE S/E PANAMA

Fecha de entrada en vigencia:

ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	392.0	9.37	8.98	45.45
		San Francisco	2-06	521.0	12.45	11.92	
		San Francisco	2-17	349.0	8.33	7.44	
		San Francisco	2-20	382.0	9.14	8.79	
		San Francisco	2-18	115.0	2.76	2.54	
		San Francisco	2-10	254.0	6.08	5.78	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	346.0	8.27	7.46	51.58
		Centro Bancario	CEB-09	219.0	5.24	4.92	
		Centro Bancario	CEB-10	290.0	6.93	6.53	
		Centro Bancario	CEB-11	173.0	4.13	3.80	
		Centro Bancario	CEB-12	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-13	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-14	377.0	9.01	8.50	
		Centro Bancario	CEB-15	276.0	6.59	6.29	
		Centro Bancario	CEB-16	220.0	5.26	4.48	
		Centro Bancario	CEB-17	361.0	8.63	7.92	
		Centro Bancario	CEB-18	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-19	74.0	1.76	1.68	
		Centro Bancario	CEB-20	0.0	0.00	0.00	
3	50.00	Loceria	4-28	298.0	7.13	6.84	54.55
		Loceria	4-29	323.0	7.73	7.09	
		Locería	4-30	239.0	5.72	5.33	
		San Francisco	2-15	319.0	7.63	7.28	
		San Francisco	2-14	137.0	3.27	3.14	
		San Francisco	2-11	322.0	7.69	7.36	
		San Francisco	2-22	317.0	7.57	7.15	
		San Francisco	2-21	76.0	1.82	1.73	
		San Francisco	2-08	394.0	9.41	8.63	
4	50.00	Locería	4-31	306.0	7.32	6.89	51.41
		Locería	4-87	341.0	8.1	7.6	
		Locería	4-34	153.0	3.7	3.4	
		Locería	4-35	159.0	3.80	3.63	
		Locería	4-89	227.0	5.42	5.12	
		Locería	4-90	330.0	7.89	7.35	
		Locería	4-32	285.0	6.82	6.38	
		Locería	4-33	253.0	6.05	5.42	
		Locería	4-81	243.0	5.80	5.65	
5	50.00	Marañón	6-53	113.0	2.71	2.63	50.18
		Marañón	6-54	387.0	9.26	8.79	
		Marañón	6-52	340.0	8.12	7.69	
		Locería	4-84	213.0	5.10	4.77	
		Locería	4-85	96.0	2.30	2.20	
		Locería	4-80	379.0	9.05	8.44	
		Locería	4-83	115.0	2.76	2.70	
		Locería	4-82	361.0	8.62	8.22	
		Marañón	6-57	206.0	4.93	4.74	
			TOTAL				253.17

Tabla 3.4. Esquema EDC x Baja Frecuencia

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

Fecha de entrada en vigencia: 29 de agosto de 2013

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
1	59.30	EDEMET	El Torno	16-14	241.0	5.75	5.66	52.13	3.00%
		EDEMET	El Torno	16-11	417	9.97	9.58		
		EDEMET	Marañon	6-47	350.0	8.36	7.88		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-07	378.0	9.04	8.44		
		ENSA	Chilibre	7-87	0.0	4.85	4.61		
		ENSA	Cerro Viento	8-69	0.0	5.31	4.98		
		ENSA	Tinajitas	TIN-4	0.0	11.31	10.98		
2	59.10	EDEMET	San Francisco	2-16	329.0	7.87	7.50	51.58	3.00%
		EDEMET	Locería	4-83	115.0	2.76	2.70		
		EDEMET	Marañón	6-54	387.0	9.26	8.79		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	356.0	8.50	7.98		
		EDEMET	Coronado	15-17	174.0	4.16	3.75		
		ENSA	Tinajitas	TIN-8	0.0	5.66	5.23		
		ENSA	Tinajitas	TIN-7	0.0	10.46	10.11		
		ENSA	Santa María	5-97	0.0	5.79	5.52		
	58.90	Apertura de la línea 230-25							
		Apertura de la línea 230-21							
		Apertura de la línea 230-10							
3	58.75	EDEMET	Locería	4-81	243.0	5.80	5.65	52.26	3.00%
		EDEMET	Locería	4-32	285.0	6.82	6.38		
		EDEMET	Locería	4-35	159.0	3.80	3.63		
		EDEMET	Locería	4-88	490.0	11.72	10.96		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	159.0	3.80	3.67		
		ENSA	Calzada Larga	CL-130	0.0	8.65	8.17		
		ENSA	Monte Oscuro	3-109	0.0	7.73	7.51		
		ENSA	Santa María	5-95	0.0	6.42	6.29		
4	58.65	EDEMET	Juan Demóstenes	JDA01	206.0	4.93	4.77	164.57	10.00%
		EDEMET	Locería	4-25	326.0	7.79	7.03		
		EDEMET	Locería	4-31	306.0	7.32	6.89		
		EDEMET	Locería	4-87	341.0	8.14	7.55		
		EDEMET	Locería	4-28	298.0	7.13	6.84		
		EDEMET	Locería	4-84	213.0	5.10	4.77		
		EDEMET	Locería	4-85	96.0	2.30	2.20		
		EDEMET	Locería	4-90	330.0	7.89	7.35		
		EDEMET	Locería	4-30	239.0	5.72	5.33		
		EDEMET	Marañon	6-48	229.0	5.48	5.27		
		EDEMET	Marañón	6-63	200.0	4.79	4.60		
		EDEMET	San Francisco	2-23	366.0	8.74	8.11		
		EDEMET	San Francisco	2-01	477.0	11.40	11.01		
		EDEMET	San Francisco	2-04	287.0	6.85	6.36		
		EDEMET	Coronado	15-24	144.0	3.43	3.20		
		EDEMET	San Francisco	2-17	349.0	8.33	7.44		
		ENSA	Bahía Las Minas	10-2	0.0	6.49	6.16		
		ENSA	Tinajitas	TIN-3	0.0	8.64	8.16		
		ENSA	24 Diciembre	DIC-5	0.0	7.21	6.99		
		ENSA	Santa María	5-96	0.0	9.10	8.99		
		ENSA	24 Diciembre	DIC-4	0.0	5.23	4.93		
		ENSA	Tinajitas	TIN-2	0.0	9.91	9.20		
		ENSA	Tocumen	TOC-8	0.0	8.46	7.94		
		ENSA	Cerro Viento	8-75	0.0	8.06	7.58		
		ENSA	Santa María	5-94	0.0	6.01	5.90		
5	58.40	EDEMET	Marañón	6-53	151.0	3.60	3.44	49.28	3.00%
		EDEMET	Arraiján	19-2	278.0	6.65	6.56		
		EDEMET	El Torno	16-13	434.0	10.38	9.89		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	181.0	4.33	4.07		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-05	92.0	2.20	2.16		
		EDEMET	Coronado	15-25	133.0	3.18	3.17		
		ENSA	Chilibre	7-56	0.0	5.80	5.12		
		ENSA	Santa María	5-45	0.0	7.75	7.32		
		ENSA	Santa María	5-38	0.0	8.06	7.55		
				TOTAL				369.82	22.00%

Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Voltaje

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

Fecha de entrada en vigencia: 13 de diciembre de 2004

ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR	CARGA MVA
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	7.14		
						6-51	7.58		
						6-52	6.74		
						6-55	2.58		
						6-62	6.85		
						6-60	7.34		
						TOTAL	**38.23**	**0.00**	**0.00**
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61	2.91	0.55	2.97
						8-62	4.23	0.69	4.28
						8-63	7.18	2.92	7.75
						8-64	4.47	0.46	4.49
						8-65	6.01	1.98	6.33
						TOTAL	**24.80**	**6.60**	**25.82**
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	7.36		
						2-15	7.28		
						2-08	8.63		
						2-22	7.15		
						TOTAL	**30.42**	**0.00**	**0.00**
						GRAN TOTAL	**93.45**	**6.60**	**25.82**

Tabla 3.6. Esquema EDCxBLMCarbon

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN - BLM CARBON

Fecha de entrada en vigencia: 30 de noviembre de 2013

AGENTE	SUBESTACIÓN	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MVA	CARGA MW
EDEMET	Locería	45	4-28	6.41	6.18
	Locería		4-29	9.33	8.57
	Locería		4-30	7.91	7.39
	San Francisco		2-15	7.03	6.67
	San Francisco		2-14	1.58	1.51
	San Francisco		2-11	5.71	5.43
	San Francisco		2-22	9.26	8.88
	San Francisco		2-21	1.46	1.46
	San Francisco		2-08	6.02	5.70
TOTAL				**54.71**	**51.79**

Tabla 3.7. Esquema EDCxPANAM

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN PAN-AM

Fecha de entrada en vigencia:

AGENTE	SUBESTACIÓN	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MVA	CARGA MW
ENSA	Monte Oscuro	70	3-101	9.78	9.30
	Monte Oscuro		3-102	6.49	6.10
	Monte Oscuro		3-103	8.13	7.73
	Monte Oscuro		3-104	0.69	0.67
	Monte Oscuro		3-105	4.28	4.06
	Monte Oscuro		3-106	5.40	5.07
	Monte Oscuro		3-107	5.36	4.99
	Monte Oscuro		3-108	5.99	5.76
	Monte Oscuro		3-110	7.04	6.68
	Monte Oscuro		3-111	6.79	6.45
	Tinajitas		TIN-5	7.67	7.29
	Tinajitas		TIN-6	6.92	6.58
TOTAL				**74.55**	**70.66**

Capítulo 4
CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con diferentes normas establecidas tanto en el Reglamento de Transmisión, como en el Reglamento de Operación. En el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del "Reglamento de Transmisión" se tiene lo siguiente:

CRITERIOS DE CALIDAD

Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el Reglamento de Transmisión, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 91)

En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P–Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P–Q mencionada. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 92)

Basado en los artículos mencionados, se presenta en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 las centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas hasta el año 2026

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Changuinola I	209.70	101.70	-101.70
Mini Chan	9.12	4.80	-3.85
Bayano	260.00	95.00	-75.00
Está	120.00	57.96	-57.96
La Estrella	47.20	24.00	-10.00
Los Valles	54.80	24.00	-10.00
Lorena	33.80	15.60	-14.00
Prudencia	58.66	16.00	-16.00
Gualaca	25.39	15.60	-14.00
Mendre	18.75	8.32	-8.32
Mendre II	7.70	3.72	0.00
Monte Lirio	49.95	38.40	-24.90
Bugaba I	5.12	2.55	-1.33
Fortuna	300.00	150.00	-150.00
Algarrobos	10.20	4.52	-4.52
Dolega	3.12	2.34	-2.34
La Yeguada	7.00	5.25	-5.25
Macho Monte	2.50	1.66	-1.66
Cochea	15.00	9.82	-9.00
Pedregalito I	25.00	12.50	-13.60
Pedregalito II	12.82	6.64	-6.64
Macano	3.57	2.00	-1.60
RP-490	13.14	9.20	-4.70
San Lorenzo	8.82	3.00	-3.40
El Fraile	5.34	3.30	-3.30
El Alto	67.29	32.64	-22.83
Baitún	88.20	28.00	-28.00
Baitún G3	1.80	0.50	-0.50
Bajo de Mina	56.00	20.00	-20.00
Bajo de Mina G3	0.65	0.50	-0.50
Concepción	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Norte	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Sur	10.00	2.00	-1.60
Paso Ancho	5.95	2.00	-1.60
Los Planetas I	4.76	2.30	-2.30
Bonyic	31.20	14.70	-6.00
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	1.00	-1.00
La Potra (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Bugaba 2	5.86	2.55	-1.33
Las Cruces	19.44	6.12	-3.76
Las Cruces	0.99	0.50	-0.10
Bajo de Totumas	5.00	2.50	-2.50
La Cuchilla	8.20	3.72	0.00
Barro Blanco	26.64	16.50	-16.50
Barro Blanco Minicentral	1.88	1.16	-1.16
TOTAL EXISTENTE	**1718.44**	**799.13**	**-680.55**
Los Planetas 2*	8.62	3.60	-3.60
San Andres*	10.00	4.80	-4.80
Pando *	33.30	25.60	-16.60
Chuspa*	8.80	2.44	-2.92
El Sindigo*	10.00	4.99	-4.99
Tizingal*	4.50	2.20	-2.20
Burica*	63.00	30.80	-30.80
La Huaca*	11.70	5.20	-4.50
Colorado*	6.74	5.96	-5.96
El Recodo*	10.00	4.90	-2.00
Bocas del Toro (Changuinola II)*	214.76	100.00	-66.00
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)*	13.70	6.70	-4.22
Santa Maria 82*	28.35	13.86	-13.86
TOTAL FUTURO	**423.47**	**211.05**	**-162.45**
TOTAL	**2141.91**	**1010.18**	**-843.01**

Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas hasta el año 2026

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Cativá	87.20	56.00	-56.00
BLM Carbón (BLM 2)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 3)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 4)	40.00	15.00	0.00
BLM 9 Carbón	49.31	10.00	0.00
Termo Colón G1	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G2	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G3	50.00	25.00	-35.00
Panam	96.00	54.00	0.00
Pacora	53.52	27.00	-33.00
El Giral	15.48	8.00	-8.00
El Giral II	34.92	10.00	-10.00
Miraflores G2	9.00	4.87	-4.87
Miraflores G5	18.00	8.00	0.00
Miraflores G6	18.00	8.00	0.00
Miraflores G7	18.90	8.00	0.00
Miraflores G8	18.90	8.00	0.00
Miraflores G9	39.38	22.15	-20.68
Miraflores G10	39.38	22.15	-20.68
Estrella del Mar (Barcaza)	71.96	78.31	-13.79
Jinro Power	57.80	10.54	-10.54
Santa Inés	55.00	45.00	-15.00
Estrella del Norte I	9.80	9.00	-3.00
Estrella del Norte II	27.50	22.50	-7.50
Amp. Panam	51.00	27.00	0.00
Cerro Azul MT XQC1600	42.50	7.75	-7.75
Cerro Azul MT PM1360	2.64	0.62	-0.62
Cerro Patacón	10.00	4.62	-4.62
TOTAL EXISTENTE	**1096.19**	**571.51**	**-301.05**
Energyst El Sánchez*	44.33	15.08	-15.08
Costa Norte I*	381.00	212.00	-145.00
Gas To Power Panamá GTPP*	381.00	212.00	-145.00
Cobre Panamá - PACO Power Plant*	274*	168.00	-128.00
CC CNL*	381.00	212.00	-145.00
TOTAL FUTURO	**1187.33**	**819.08**	**-578.08**
TOTAL	**2283.52**	**1390.59**	**-879.13**

Nota: La planta Cobre Panamá – PACO Power Plant corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

En cumplimiento con el artículo MOM.1.40 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

Además, en condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 93):

Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión

Bus	Nodo	Nombre	Voltaje	Empresa Propietaria
6000	FRONTPRO	Frontera Progreso	230	ETESA
6001	PAN230	Panamá	230	ETESA
6003	PANII230	Panamá II	230	ETESA
6005	CHO230	Chorrera	230	ETESA
6008	LSA230	Llano Sánchez	230	ETESA
6011	MDN230	Mata de Nance	230	ETESA
6014	PRO230	Progreso	230	ETESA
6096	FOR230	Fortuna	230	FORTUNA, S.A.
6100	BAY230	Bayano	230	AES PANAMÁ, S.A.
6179	GUA230	Guasquitas	230	ETESA
6182	VEL230	Veladero	230	ETESA
6240	EHIG230	El Higo	230	ETESA
6260	CHA230	Changuinola	230	ETESA
6263	ESP230	La Esperanza	230	AES CHANGUINOLA, S.A.
6340	CAN230	Cañazas	230	ETESA
6380	BOQIII230	Boquerón III	230	ETESA
6400	FRONTCHA	Frontera Changuinola	230	ETESA
6440	DOM230	Dominical	230	ETESA
6460	ECO230	El Coco	230	UEP
6500	FRONTDOM	Fronetra Dominical	230	ETESA
6520	SBA230	San Bartolo	230	ETESA
6550	BEV230	Bella Vista	230	EDEMET
6713	BUR230	Burunga	230	ETESA
6002	PAN115	Panamá	115	ETESA
6004	PANII115	Panamá II	115	ETESA
6006	CHO115	Chorrera	115	ETESA
6009	LSA115	Llano Sánchez	115	ETESA
6012	MDN115	Mata de Nance	115	ETESA
6015	PRO115	Progreso	115	ETESA
6018	CAC115	Cáceres	115	ETESA
6024	CHI115	Chilibre	115	ENSA
6059	LM1115	Bahía Las Minas #1	115	BLM
6060	LM2115	Bahía Las Minas #2	115	BLM
6087	CAL115	Caldera	115	ETESA
6170	CPA115	Cemento Panamá	115	Cemento Panamá, S.A.
6173	STR115	Santa Rita	115	ETESA
6261	CHA115	Changuinola	115	ETESA
6521	SBA115	San Bartolo	115	ETESA
6714	BUR115	Burunga	115	EDEMET

Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0%	± 5.0%
230 kV	± 3.0%	± 5.0%

Se han identificado los requerimientos de potencia reactiva para las centrales eólicas y solares.

Para el caso de Centrales Eólicas

- Deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión, debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.2: Requerimientos para las Centrales E de Control de Potencia Reactiva – Tensión)

- Para participar en el control de tensión, cada uno de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND).

- Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.3: Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión)

Basado en los requisitos establecidos, se presenta en la Tabla 4.5 las centrales de generación eólica consideradas hasta el año 2026, junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas hasta el año 2026

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Rosa de los Vientos Etapa I	52.50	12.08	-12.08
Marañón	17.50	4.03	-4.03
Nuevo Chagres	55.00	12.65	-12.65
Portobello Ballestillas	32.50	7.48	-7.48
Nuevo Chagres II	62.50	14.38	-14.38
Rosa de los Vientos Etapa II	50.00	11.50	-11.50
TOTAL EXISTENTE	**270.00**	**62.12**	**-62.12**
Penonome III*	67.50	15.53	-15.53
Toabré Etapa 1*	102.00	23.47	-23.47
TOTAL FUTURO	**169.50**	**39.00**	**-39.00**
TOTAL	**439.50**	**101.12**	**-101.12**

Los requisitos de regulación de voltaje establecidos para las Centrales Solares Fotovoltaicas serían las siguientes,

- Deberán ser diseñadas con la capacidad de operar en los modos de control de voltaje, de factor de potencia, y de potencia reactiva (Q o MVAR). El modo de operación del control actual (uno de los tres), así como el punto de operación deberán ser establecidos por el CND o por el CND en coordinación con la distribuidora cuando la Central se conecte a la distribuidora. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva)

- Deberán ser diseñadas para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. El suministro de la potencia reactiva se efectuará únicamente mientras la central inyecte potencia activa a la red, es decir que no se le requerirá suministro de potencia

reactiva durante la noche. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva)

- De forma complementaria, las Centrales Solares fotovoltaicas deberán estar equipadas con funciones de control de Potencia Reactiva capaces de controlar la Potencia Reactiva suministrada por las Centrales en el Punto de Conexión, como también una función de control de voltaje, capaz de controlar el voltaje en el Punto de Conexión, por medio de órdenes utilizando puntos de ajuste y gradientes. Dichas funciones serán mutuamente exclusivas, lo cual significa que sólo una de las 3 siguientes funciones podrá ser activada a la vez (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.4: Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva):

1. Control de voltaje: Regula el voltaje en el Punto de Conexión.
2. Control de factor de potencia: Regula la Potencia Reactiva de manera proporcional a la Potencia Activa en el Punto de Conexión.
3. Control de “Q” o “MVAR”: Regula la Potencia Reactiva de forma independiente de la Potencia Activa y el voltaje en el Punto de Conexión.

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el servicio de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 94):

Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0%	± 7.0%
230 kV	± 5.0%	± 7.0%

Se entiende por contingencia simple a aquella falla que afecte un solo elemento del Sistema Principal de Transmisión.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión que los niveles de tensión no superarán el 20% de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85% de la misma. Estos niveles no podrán tener una duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 95)

Mientras que el criterio establecido para las líneas está en el MOM.1.41 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90ºC, pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, DEL REGLAMENTO DE TRASMISIÓN, entre las que se tiene el Artículo 119 de la sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva, que establece que:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes "valores tolerados" del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

Tabla 4.7. Factor de Potencia de las Cargas

Horario	Vigencia de la Norma		
	Periodo 2 A partir del 1 de enero del 2003 hasta el 30 de abril de 2005	Periodo 3 A partir del 1 de mayo del 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	Periodo 4 A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de 10:00 p.m a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del Día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
0. YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

El Artículo 121 de la misma sección establece que las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.

c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.

d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estabilidad

De acuerdo con el Reglamento de Operación, el sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal en interruptores de 230 KV en 66 mseg (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 mseg (9 ciclos) de la protección principal.

1. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.

2. Después de la contingencia sencilla, en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.

3. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.

4. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las máquinas térmicas del SIN están configuradas en este valor.

5. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 15 minutos para permitir re-despacho que alivie estas sobrecargas.

6. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

7. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

CRITERIOS DE DESPACHOS

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptarán los siguientes criterios de despacho de generación.

Para la elaboración de estudios de conexión de nuevas plantas de generación se debe despachar la planta al 100% de la capacidad instalada sin importar su tecnología ni el periodo estacional.

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada (Excepto las plantas o parques en estudio). El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional. Se exceptúa de esta condición las centrales de energías renovables no convencionales, como son las eólicas y las solares, las cuales se modelan con condiciones específicas según la época.

En caso de despacharse plantas de carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Lo anterior se debe a las restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar (la planta de Carbón del BLM se podrá disminuir hasta 80MW y la de Punta Rincón hasta cubrir su demanda).

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima tratar de no despachar a los embalses. Se hace para que estos puedan recuperar algo de su nivel para generar cuando la demanda lo requiera.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomará en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas en PSS E.

Ciclo Combinados Gas (3+1): de ser necesario el despacho del CC en cualquier configuración y potencia este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda mínima, se podrá variar su generación siguiendo el criterio que se muestra en la Tabla 4.8. Cuando se dé el despacho de más de un ciclo combinado de gas se deberá respetar el orden de mérito despachando mayormente el CC de menor costo operativo.

Tabla 4.8. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1

Relación	%TG1	%TG2	%TG3	%TV1
3+1	**95%**	**95%**	**95%**	**100%**
3+1	92%	92%	92%	97%
3+1	90%	90%	90%	95%
3+1	87%	87%	87%	92%
3+1	85%	85%	85%	89%
3+1	82%	82%	82%	86%
3+1	80%	80%	80%	84%
3+1	77%	77%	77%	81%
3+1	74%	74%	74%	78%
3+1	72%	72%	72%	76%
3+1	69%	69%	69%	73%
3+1	67%	67%	67%	70%
2+1	**95%**	**95%**	**0%**	**67%**
2+1	92%	92%	0%	65%
2+1	89%	89%	0%	62%
2+1	85%	85%	0%	59%
2+1	81%	81%	0%	57%
2+1	77%	77%	0%	54%
2+1	73%	73%	0%	51%
2+1	69%	69%	0%	49%
2+1	65%	65%	0%	46%
2+1	62%	62%	0%	43%
2+1	58%	58%	0%	41%
2+1	54%	54%	0%	38%
2+1	50%	50%	0%	35%
1+1	**95%**	**0%**	**0%**	**33%**

Ciclo Combinado Gas o Diésel (2+1): la configuración utilizada del ciclo combinado (2+1 o 1+1) está disponible si es requerida. En caso de que se requiera la configuración 1+1, la otra unidad se puede despachar como unidad libre, respetando los límites de Reserva Rodante. Si en un caso de demanda mínima se requiere sólo la configuración 1+1, en demanda media y máxima se debe utilizar esta configuración, pudiendo así, utilizar las otras dos unidades restantes como unidad libre dentro del despacho, si se requieren. De ser necesario se podrán despachar las dos turbinas de gas como unidades libres. La unidad de vapor será despachada proporcionalmente a la cantidad de

turbinas de gas utilizadas para ciclo combinado. Se despacha a media capacidad si se utiliza la configuración 1+1 y el total de la potencia máxima permitida para la configuración 2+1, guardando la Reserva Rodante (Ver Tabla 4.9).

Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1

Relación	%TG1	%TG2	%TV1
2+1	**95%**	**95%**	**100%**
2+1	91%	91%	95%
2+1	86%	86%	91%
2+1	82%	82%	86%
2+1	78%	78%	82%
2+1	73%	73%	77%
2+1	69%	69%	72%
2+1	64%	64%	68%
2+1	60%	60%	63%
2+1	56%	56%	59%
2+1	51%	51%	54%
1+1	**95%**	**0%**	**50%**
1+1	86%	0%	45%
1+1	78%	0%	41%
1+1	69%	0%	36%
1+1	60%	0%	32%

Las Plantas térmica de Biogás de Cerro Patacón deberá están despachada siempre al 95%, sin importar el periodo estival.

En los años donde se cuente con los SVC en las subestaciones Panamá 2, Llano Sánchez y Panamá 3, los mismos deben estar despachados lo más cercano posible a cero (0) MVAR en estado estable.

A las unidades de Madden y Gatún pertenecientes a la ACP no se les debe modificar su despacho.

Todas las centrales mini hidroeléctricas, deberán estar al 95% de la potencia instalada sin importar el periodo estival (Chan G3, Chan II G3, Dolega G3, Bugaba I G3, Bugaba II G4, La Potra G4, Barro Blanco G3 y Las Cruces G3).

En caso de ser necesario re despachar generación hidroeléctrica, se debe tomar en cuenta las plantas que cuenten con regulación horaria, las cuales son presentadas en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria

Hidroeléctrica
Las Cruces
Está
Baitún
Bonyic
El Alto
Bajo de Mina
La Potra
Pedregalito 1
Cochea
Prudencia
San Lorenzo
Monte Lirio
La Estrella

Se debe tomar en cuenta que redespachar la centrar Está, puede afectar la generación de Gualaca, Lorena y Prudencia ya que las mismas se encuentran en cascada.

De ninguna manera se puede redespachar generación eólica o solar.

Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínimo de generación y las plantas que cuenten con pequeños embalses podrán despacharse al 75% como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 70%, 60%

y 55% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media y mínima, respectivamente.

- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada y a un mínimo de 70MW de ser necesaria, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-Chan II) deberá operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se podrá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.
- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Está (bajar Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 75% de la capacidad instalada en demanda máxima, 50% en demanda media y 0% en demanda mínima.

Periodo lluvioso

Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.

- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 25%, 20% y 15% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media y mínima, respectivamente. Con ello se toma en cuenta la disminución del aporte eólico para el periodo lluvioso.
- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola I no deberá estar a menos de 70MW. La mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-Chan II) se despachar siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 60% de la capacidad instalada en demanda máxima, 35% en demanda media y 0% en demanda mínima.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5
METODOLOGÍA

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta "Power System Simulator Extended" (PSS/E™) de SIEMENS PTI, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad dinámica, para la propuesta de expansión recomendada por ETESA. Cabe mencionar que, al desarrollar el Plan de Expansión, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.

El estudio eléctrico tiene como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de nuevos elementos en el sistema de transporte. Se evalúan las condiciones de funcionamiento del sistema, previstas en el reglamento de transmisión y operación, que definen los atributos de desempeño técnico de las obras analizadas, la cual abarcan el cálculo de flujos de carga y cortocircuito en condiciones críticas, la verificación de caídas de voltaje y de posibles saturaciones de transporte. La evaluación incluye la realización de los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y análisis de estabilidad de dinámica.

La finalidad principal del PESIN es garantizar el máximo flujo desde occidente en la época lluviosa y el máximo flujo desde la zona norte de Panamá (Colon) en la época seca, por lo tanto, se utilizan los criterios de Planeamiento establecidos por ETESA tomando en cuenta siempre lo dictado en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones, basado en esto los casos analizados representan los dos extremos que se pudieran dar en el Sistema Interconectado Nacional.

Estudios de flujo de potencia: Son destinados a verificar el cumplimiento de las restricciones técnicas de operación de estado estacionario del sistema, cuando se incorporen las nuevas instalaciones bajo análisis. Es decir, se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. Se verifica el correcto funcionamiento del sistema para distintos escenarios dentro del horizonte de estudio, y la operación de estado estacionario del sistema, bajo condiciones de operación normal y de contingencia simple y múltiple.

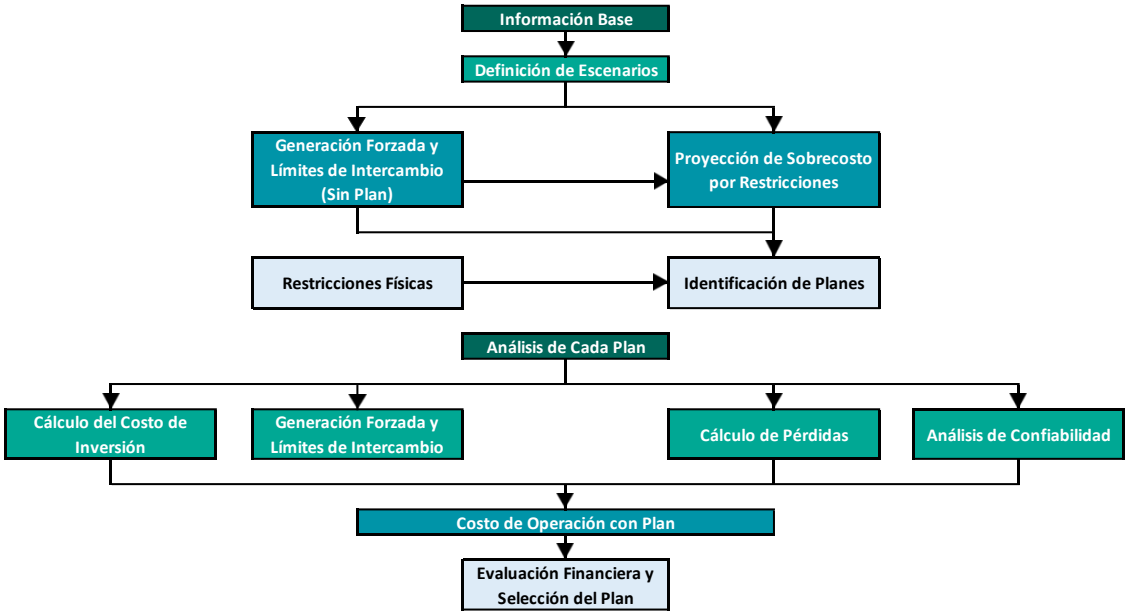
Estudios de cortocircuito: Se realizan estudios de falla monofásica y trifásica en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones afectadas por las obras, analizando la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

Análisis de Estabilidad Dinámica: se busca revisar el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación provocada por la pérdida de cualquier elemento del Sistema Interconectado Nacional con la finalidad de comprobar que el sistema se equilibre luego de haberse producido la falla, en los tiempos y rangos establecidos.

DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la Figura 5.1 se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el plan de expansión de transmisión.

Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cuál será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a establecer el plan de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina “escenario” es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de insumo para el análisis de la transmisión. Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan óptimo de transmisión en cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un plan de expansión robusto, que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse debido a cambios en las condiciones económicas.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda, las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayores inversiones en transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse. Entre mejor sustentados

sean los escenarios, mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando sobrecostos de inversión innecesarios. ETESA ha definido 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el Plan de Expansión de Generación 2017.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6
COMPOSICIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el PIGEN 2017, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2017-2020. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que se encuentran en construcción o que ya están prontos a iniciar. En el Plan Indicativo de Generación 2017, se presentan los proyectos de generación considerados en este periodo.

Se observa una diversificación en el tipo de tecnología a desarrollarse en los próximos años en la matriz energética nacional y una capacidad instalada importante a ingresar.

Debemos recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación son producto de la coordinación conjunta de la Secretaría Nacional de Energía[1] (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2021 – 2031, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel). Igualmente, estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2017.

[1] Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Tabla 6.1. Plan de Generación 2017-2026

Año	Mes	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Punto de Conexión
2017	5	Milton Solar	10.26	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	6	Vista Alegre	8.22	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	7	Los Planetas 2	8.58	S/E Mata del Nance 34.5 kV
	7	J. Brown G5	(33.00)	
	7	J. Brown G6	(33.00)	
	7	BLM 8	(34.00)	
	7	Sol Real	10.78	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	7	El Espinal	8.50	S/E La Arena 34.5 kV
	11	Don Félix Etapa 2	7.99	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	12	Pocrí	16.00	S/E Pocrí 34.5 kV
	12	La Mata	10.00	S/E Santiago 34.5 kV
2018	1	El Fraile Und 3	1.35	S/E Pocrí 115 kV
	1	Estrella Solar	4.79	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	4	Cobre Panamá - PACO Power Plant	0.00	S/E Llano Sánchez 230 kV
	5	Costa Norte I	381.00	S/E Sabanitas 230 kV
	7	Panasolar Generation	9.90	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	11	San Andres	9.57	S/E Dominical 230 kV
	12	Energyst El Sánchez	44.33	S/E Llano Sánchez 115 kV
	12	Jagüito Solar	9.99	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
2019	1	Pando	32.90	S/E Primaveral 230 kV
	1	El Alto G4	1.11	S/E Paredones 230 kV
	1	Chuspa	8.80	S/E Boquerón III 34.5 kV
	1	Colorado	6.74	S/E El Alto 230 kV
	1	Penonome III	69.00	S/E El Coco 34.5 kV
	5	Toabré Etapa 1	102.00	S/E Antón 34.5 kV
2020	1	Burica	65.30	S/E Progreso 230 kV
	1	La Huaca	11.62	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	3	Gas To Power Panamá GTPP	420.00	S/E Sabanitas 230 kV
2022	1	El Recodo	10.00	S/E El Alto 230 kV
	1	La Salamanca	8.00	S/E La Arena 34.5 kV
	1	El Chumical I	40.00	S/E Santiago 115 kV
	1	Providencia Solar 1, S.A.	9.95	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
	1	Santiago Gen 1	5.00	S/E Santiago 34.5 kV
	1	Ener Solar I	19.89	S/E Guasquitas 34.5 kV
	1	Ener Solar II	19.89	S/E Guasquitas 34.5 kV
	1	Hiperion Solar	19.89	S/E Guasquitas 34.5 kV
	1	LLANO SÁNCHEZ	9.99	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
2023	1	Tizingal	4.64	S/E Boquerón III 34.5 kV
	1	El Higo II	10.00	S/E El Higo 34.5 kV
	1	Neoen Chiriquí	30.00	S/E Progreso 34.5 kV
	1	BARÚ 10 MW	10.00	S/E Progreso 34.5 kV
	1	TEA Solar I	19.89	S/E Guasquitas 34.5 kV
	1	El Higo I	10.00	S/E Progreso 34.5 kV
2024	1	CC CNL	400.00	S/E Sabanitas 230 kV
2025	1	Pacora II Etapa 1	3.00	S/E Pacora 13.8 kV
	1	Pacora II Etapa 2	4.00	S/E Pacora 13.8 kV
2026	1	Bocas del Toro (Changuinola II)	210.94	S/E Chiriquí Grande 230 kV
	1	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	12.95	S/E Chiriquí Grande 230 kV
	1	Santa Maria 82	28.35	S/E Llano Sánchez 230 kV

I Retiro de Unidades.

** La planta Cobre Panamá – PACO Power Plant: Corresponde al excedente que inyectará al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2017

ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito (ver Tabla 6.2).

Tabla 6.2. Orden de Mérito

	Inv-2017	Ver-2018	Inv-2018	Ver-2019	Inv-2019	Ver-2020	Inv-2020	Ver-2022	Inv-2022	Ver-2024	Inv-2024	Ver-2026	Inv-2026
1	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada
2	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica	Eolica
3	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar	Solar
4	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT	C.Patac-MT
5	**Fortuna-H**	PRincon-TV	**Fortuna-H**	PRincon-TV	**Fortuna-H**	PRincon-TV	**Fortuna-H**	PRincon-TV	**Fortuna-H**	PRincon-TV	**Fortuna-H**	PRincon-TV	**Fortuna-H**
6	PRincon-TV	BLM.CAR-TV	PRincon-TV	BLM.CAR-TV	PRincon-TV	BLM.CAR-TV	PRincon-TV	BLM.CAR-TV	PRincon-TV	BLM.CAR-TV	PRincon-TV	BLM.CAR-TV	**B.Toro-H**
7	BLM.CAR-TV	Costa.N-CC	BLM.CAR-TV	Costa.N-CC	BLM.CAR-TV	Martano-CC	BLM.CAR-TV	Martano-CC	BLM.CAR-TV	Martano-CC	BLM.CAR-TV	Martano-CC	PRincon-TV
8	Costa.N-CC	A.C.P.2	Costa.N-CC	A.C.P.2	Costa.N-CC	Costa.N-CC	Martano-CC	Costa.N-CC	Martano-CC	Costa.N-CC	Martano-CC	Costa.N-CC	BLM.CAR-TV
9	MIRG9-MT	A.C.P.3	MIRG9-MT	A.C.P.3	A.C.P.2	A.C.P.2	Costa.N-CC	A.C.P.2	Costa.N-CC	GNL.400-CC	Costa.N-CC	GNL.400-CC	Martano-CC
10	MIRG10-MT	MIRG9-MT	MIRG10-MT	MIRG10-MT	MIRG10-MT	A.C.P.3	A.C.P.2	A.C.P.3	MIRG10-MT	MIRG9-MT	GNL.400-CC	MIRG10-MT	Costa.N-CC
11	PanAm2-MT	MIRG10-MT	PanAm2-MT	MIRG9-MT	MIRG9-MT	MIRG10-MT	MIRG10-MT	MIRG9-MT	MIRG9-MT	MIRG10-MT	MIRG9-MT	MIRG9-MT	GNL.400-CC
12	ESTMAR1-MT	PanAm2-MT	A.C.P.2	PanAm2-MT	A.C.P.3	MIRG9-MT	MIRG9-MT	MIRG10-MT	PanAm2-MT	A.C.P.2	MIRG10-MT	PanAm2-MT	MIRG10-MT
13	MIRG8-MT	ESTMAR1-MT	ESTMAR1-MT	ESTMAR1-MT	PanAm2-MT	PanAm2-MT	PanAm2-MT	PanAm2-MT	ESTMAR1-MT	PanAm2-MT	PanAm2-MT	ESTMAR1-MT	MIRG9-MT
14	A.C.P.2	MIRG8-MT	MIRG8-MT	MIRG8-MT	ESTMAR1-MT	ESTMAR1-MT	A.C.P.3	ESTMAR1-MT	MIRG8-MT	A.C.P.3	ESTMAR1-MT	MIRG8-MT	PanAm2-MT
15	Pacora-MT	Pacora-MT	A.C.P.3	Pacora-MT	MIRG8-MT	MIRG8-MT	ESTMAR1-MT	MIRG8-MT	A.C.P.2	ESTMAR1-MT	MIRG8-MT	A.C.P.2	ESTMAR1-MT
16	A.C.P.3	Cativa-MT	Pacora-MT	Cativa-MT	Pacora-MT	Pacora-MT	MIRG8-MT	Pacora-MT	Pacora-MT	MIRG8-MT	A.C.P.2	Pacora-MT	MIRG8-MT
17	Cativa-MT	ElGiral-MT	Cativa-MT	PanAm-MT	Cativa-MT	Cativa-MT	Pacora-MT	Cativa-MT	A.C.P.3	Pacora-MT	Pacora-MT	A.C.P.3	Pacora-MT
18	ElGiral-MT	Jinro-MT	ElGiral-MT	ElGiral-MT	PanAm-MT	PanAm-MT	Cativa-MT	PanAm-MT	Cativa-MT	Cativa-MT	A.C.P.3	Cativa-MT	A.C.P.2
19	Jinro-MT	Giral.2-MT	Jinro-MT	Jinro-MT	ElGiral-MT	ElGiral-MT	PanAm-MT	ElGiral-MT	PanAm-MT	PanAm-MT	Cativa-MT	PanAm-MT	Cativa-MT
20	Giral.2-MT	PanAm-MT	Giral.2-MT	Giral.2-MT	Jinro-MT	Jinro-MT	ElGiral-MT	Jinro-MT	ElGiral-MT	ElGiral-MT	PanAm-MT	ElGiral-MT	PanAm-MT
21	ENorte1-MT	ENorte1-MT	PanAm-MT	ENorte1-MT	Giral.2-MT	Giral.2-MT	Jinro-MT	Giral.2-MT	Jinro-MT	Jinro-MT	ElGiral-MT	Jinro-MT	ElGiral-MT
22	PanAm-MT	St.Ines-MT	ENorte1-MT	St.Ines-MT	ENorte1-MT	ENorte1-MT	Giral.2-MT	ENorte1-MT	Giral.2-MT	Giral.2-MT	Jinro-MT	Giral.2-MT	A.C.P.3
23	St.Ines-MT	ENorte2-MT	St.Ines-MT	ENorte2-MT	St.Ines-MT	St.Ines-MT	ENorte1-MT	St.Ines-MT	ENorte1-MT	ENorte1-MT	Giral.2-MT	ENorte1-MT	Jinro-MT
24	ENorte2-MT	CAzul_1-MT	ENorte2-MT	CAzul_1-MT	ENorte2-MT	ENorte2-MT	St.Ines-MT	ENorte2-MT	St.Ines-MT	St.Ines-MT	ENorte1-MT	St.Ines-MT	Giral.2-MT
25	CAzul_1-MT	CAzul_2-MT	CAzul_1-MT	CAzul_2-MT	CAzul_1-MT	CAzul_1-MT	ENorte2-MT	CAzul_1-MT	ENorte2-MT	ENorte2-MT	St.Ines-MT	ENorte2-MT	ENorte1-MT
26	CAzul_2-MT	**Fortuna-H**	CAzul_2-MT	**Fortuna-H**	CAzul_2-MT	CAzul_2-MT	CAzul_1-MT	CAzul_2-MT	CAzul_1-MT	CAzul_1-MT	ENorte2-MT	CAzul_1-MT	St.Ines-MT
27	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	**Fortuna-H**	CAzul_2-MT	**Fortuna-H**	CAzul_2-MT	CAzul_2-MT	CAzul_1-MT	CAzul_2-MT	ENorte2-MT
28	**Bayano-H**	**Bayano-H**	**Bayano-H**	**Bayano-H**	**Bayano-H**	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	**Fortuna-H**	CAzul_2-MT	**Fortuna-H**	CAzul_1-MT
29	TCO1-TG	ESanche-MT	ESanche-MT	ESanche-MT	ESanche-MT	**Bayano-H**	**Bayano-H**	**Bayano-H**	**Bayano-H**	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC	**B.Toro-H**	CAzul_2-MT
30	ESanche-MT	TCO1-TG	TCO1-TG	TCO1-TG	TCO1-TG	ESanche-MT	ESanche-MT	ESanche-MT	ESanche-MT	**Bayano-H**	**Bayano-H**	TCOCicl-CC	TCOCicl-CC
31	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO1-TG	TCO1-TG	TCO1-TG	TCO1-TG	ESanche-MT	ESanche-MT	**Bayano-H**	**Bayano-H**
32	MIRG5-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO1-TG	TCO1-TG	ESanche-MT	ESanche-MT
33	MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	TCO2-TG	TCO2-TG	TCO1-TG	TCO1-TG
34						MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG	TCO2-TG	TCO2-TG
35										MIRG2-TG	MIRG2-TG	MIRG5-TG	MIRG5-TG
36												MIRG2-TG	MIRG2-TG

RED DE TRANSMISIÓN

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para los años venideros del periodo de corto plazo se incorporan al sistema los proyectos de transmisión que fueron recomendados y aprobados en los Planes de Expansión que anteceden al presente, actualizando en alguno de los proyectos las fechas de entrada en operación.

Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo

Item	Descripción del Proyecto		Categoria	Fecha de Entrada en Operación PESIN 2015	Nueva Fecha 2017
1	ADICIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ		CAT2	Jun-16	Jul-17
2	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E CHORRERA		CAT2	Jan-18	Sep-17
3	TERCERA LÍNEA LT 3 VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV		CAT2	Sep-16	Oct-17
4	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA RITA - PANAMA II 115 KV***		CAT2	Mar-18	Nov-17
5	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E LLANO SÁNCHEZ		CAT2	Dec-16	Dec-17
6	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMÁ II		CAT2	Oct-16	Dec-17
7	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES 90 MVAR S/E CHORRERA		CAT2	Apr-17	Apr-18
8	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMÁ II		CAT2	Apr-17	May-18
9	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E MATA DE NANCE		CAT1	Jan-18	Feb-19
10	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E PROGRESO		CAT1	Jan-18	Feb-19
11	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E LLANO SANCHEZ		CAT1	Oct-18	Feb-19
12	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E PANAMÁ		CAT1	Jan-18	Feb-19
13	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA GUASQUITA - VELADERO 230 KV		CAT1	Mar-18	May-19
14	LÍNEA DE TRANSMISIÓN MDN-BOQ-PRO-FRONT 230 KV		CAT2	Jan-18	Jul-19
15	SVC S/E LLANO SANCHEZ Y PANAMÁ II		CAT3	Mar-18	Aug-19
16	ADICIÓN BANCO DE REACTORES S/E GUASQUITA Y CHANGUINOLA		CAT3	Feb-18	Oct-19
17	SUBESTACIÓN PANAMÁ III 230 KV		CAT1	Feb-19	Oct-19
18	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV		CAT1	Mar-18	Nov-19
19	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRANEA PANAMÁ - CÁCERES 115 KV		CAT1	Feb-19	Nov-19
20	SUBESTACIÓN BURUNGA 230 KV		CAT3	2016 - 2019	Nov-19
21	SUBESTACIÓN SABANITAS 230 KV		CAT3	Feb-20	Nov-19
22	LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV		CAT3	Feb-20	Nov-19
23	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES S/E VELADERO, SAN BARTOLO Y LLANO SÁNCHEZ		CAT1	Feb-18	Mar-20
24	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E CHORRERA		CAT3	Oct-18	Apr-20
25	REPOTENCIACIÓN DE LA SEGUNDA LÍNEA LT 2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV		CAT3	Jul-19	May-20
26	LÍNEA A DARIÉN PANAMÁ II - CHEPO 230 KV	LT PANII-CHEPO	CAT3	Feb-19	Jul-20
		S/E CHEPO			
27	ADICIÓN DE BANCO DE CAPACITORES S/E SANTA RITA (20MVAR-2020, 20MVAR-2021)		CAT3		Jul-20
28	ADICIÓN TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA		CAT3		Aug-20
29	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERÓN III		CAT3	Jan-19	Aug-20

CAT1 Proyectos para eliminar restricción (PRIORITARIO)

CAT2 Proyectos en ejecucion (GIAC)

CAT3 Proyecto por Licitar (GP)

CAT4 Proyecto por definir (GPL)

*** Proyecto modificado, S/E Costa Norte - S/E Panama II

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d. iii) en donde se expone que la empresa de transmisión, deberá coordinar con las empresas distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión. ETESA ha consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de la Transmisión.

Tabla 6.4. Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Repotenciación de las Líneas 115-28 y 115-29	2017	Reemplazo de 7.5km de conductor, aislador e hilos de guarda.
2	Expansión S/E 24 de Diciembre	2017	Adición de nuevo transformador de 50MVA (230/34.5/13.8kV).
3	Expansión S/E Geehan	2018	Adición de nuevo transformador de 20MVA (18.8/34.5/13.8).
4	S/E Costa del Este	2018	Se realiza un anillo entre la S/E Cerro Viento,la S/E Llano Bonito y la nueva S/E Costa del Este. Se adiciona un nuevo circuito desde la S/E Llano Bonito hasta la S/E Costa del Este en 115kV, en cambio el circuito 115-48 se desconectará de la S/E Llano Bonito y se conectará en la S/E COsta del Este, para conformar el anillo. Quedando un solo circuito entre la S/E Llano Bonito y La S/E Cerro Viento. Además esta nueva S/E cuenta con dos nuevos transformadores.
5	Expansión I S/E Santa María	2018	Se realizará una expansión en el Patio de 115kV de la S/E, además se construirá una nueva línea desde la S/E Santa María hasta la S/E Cáceres. Por otra parte se realizará una reestructuración de algunas líneas: La S/E Tinajitas se conectará en doble circuito a la S/E Panamá115KV, desconectando la S/E Monte Oscuro de Tinajitas y de Panamá, la cual ahora se conectará directamente en doble circuito a la S/E Santa María.
6	Expansión S/E Tocumen y Cerro Viento	2018	Se añade un nuevo transformador en la S/E Tocumen de 50MVA. En la S/E Cerro Viento se reemplazan dos transformadores con 75MVA de capacidad.
7	Integración de Darién al SIN	2019	Construcción de línea y S/E Santa FE proveniente de Metetí, de igual manera línea y S/E Yaviza proveniente de S/E Metetí, amabas son Sub Estaciones de distribución.
8	Expansión II S/E Santa María	2019	Reemplazo de transformador en la S/E por uno de 50MVA (aa5/34.5/13.8).
9	S/E Cativá	2020	Esta nueva S/E secciona las líneas 115-30 Y 115-31 que van de la S/E Las Minas 1 a La S/E France Field, además se añade un nuevo tercer circuito de las Minas 1 a Frnace Field. Cuenta con un transformador de 25MVA.
10	S/E Gonzalillo	2021	La Nueva S/E Gonzalillo seccionará las líneas 230-45 y 230-46 que van de la S/E Sabanita a la S/E PanamáII 230kV, cuenta en un inicio con un transformador de 50MVA.
11	Expansión Zona Colón	2022	Reestructuración de cableado y voltaje en lineas y S/E Colón y S/E Monte Esperanza.
12	Expansión Llano Bonito	2024	Adición de nuvo transformador de 50MVA (115/13.8kV).
13	Expansión S/E Gonzalillo	2026	Adición de nuvo transformador de 50MVA (230/13.8kV).
EDEMET	**Proyecto**	**Fecha**	**Descripción**
1	Transformador de SE Santiago	2016	Adición de nuevo Transformador de Potencia de 25MVA (115/34.5kV)
2	Transformador de SE El Higo	2016	Adición de nuevo Transformador de Potencia de 75 MVA (230/115/13.8kV).
3	Línea Llano Sánchez La Arena, 115kV (2017).	Invierno 2018	Nuevo Circuito La Arena-Llano Sánchez en 115kV.
4	S/E El Torno	Verano 2018	Nueva S/E El Torno, la cual se conecta en el patio de 115kV de la S/E Chorrera.
5	Subestación La Floresta 115 kV	Verano 2018	La Nueva S/E La Floresta secciona los circuitos (115-5 y 115-35) provenientes de Cáceres y Santa Maria, cuenta con dos transformadores de 30MVA.
6	Subestación Bella Vista (BVA), 230/115/13.8 kV	Verano 2018	La Nueva S/E Bella Vista secciona las Lineas (115-8 y 115-21) provenientes de la S/E Cáceres y S/E La Locería.
7	Línea Llano Sánchez – Pocri, 115kV		Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
8	Conexión de 34.5kV en Subestación El Coco		Conexión de circuito de carga de media tensión alimentado por la S/E el Coco.
EDECHI	**Proyecto**	**Fecha**	**Descripción**
1	Línea Mata de Nance – San Cristóbal, 115 kV		Nuevo Circuito desde Mata de Nance 115kV hasta San Cristobal.
2	Subestación San Cristóbal		Nueva S/E para alimentar carga en San Cristobal, cuenta con un transformador de 30MVA.
3	Conexión de 34.5kV en Subestación Boquerón III		Adicion de nuevo circuito de carga a la S/E Boquerón 3.
4	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	Verano 2019	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero.

PROYECTOS ADICIONALES

Línea Progreso – Burica – Portón – Dominical

La empresa HidroBurica, S.A. propone realizar un anillo entre S/E Veladero – S/E Mata del Nance – S/E Boquerón III – S/E Progreso por medio de una línea entre S/E Progreso - S/E Portón - S/E Dominical, donde en el futuro se planea conectar la Central Hidroeléctrica Burica entre Progreso y Portón. Este proyecto será desarrollado por el agente, para luego ser adquirido por ETESA.

Este anillo dará mayor confiabilidad al transporte de la generación hidroeléctrica proveniente de la zona occidental del país, que se consume en el centro de carga. Adicional a esto refuerza la seguridad de los intercambios que se realizan con Centroamérica por medio de las conexiones con Costa Rica.

Segundo Circuito Pan-Am – Chorrera

Debido a la expansión de la Central Termoeléctrica PAN-AM Generating Limited, se requiere un circuito igual adicional, paralelo al existente, para preservar la seguridad y calidad del sistema en caso de contingencia de la misma.

Por medio de la Resolución AN No. 9554-Elec del 15 de enero de 2016, se ordena “a la empresa PAN-AM GENERATING LIMITED, a que en un plazo no mayor de veinticuatro (24) meses, a partir de la notificación de la presente Resolución construya y ponga en operación un

segundo circuito de conexión desde la central Pan-Am hasta la subestación eléctrica Chorrera”

El sistema cuenta ya con un Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación asociada a la Central PAN-AM (EDCxPG Pan-Am). Aumentar la generación proveniente de esta central, requiere que se deba realizar las adecuaciones de coordinación necesarias al EDCxPG Pan-Am hasta tanto se cumpla lo dispuesto en la Resolución de la ASEP.

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en mayo de 2017.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2016. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores[2], con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

[2] Notas: ENSA: nota VI-075-2017 del 24 de marzo de 2017; Gas Natural Fenosa: nota CM-248-17 (EDEMET y EDECHI) del 20 de febrero de 2017.

Tabla 6.5. Demanda por Barra

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)												
PRONÓSTICO MEDIO	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
TOTAL GENERACIÓN	**1,653.37**	**1,746.63**	**1,842.71**	**1,945.22**	**2,042.56**	**2,135.14**	**2,241.17**	**2,350.50**	**2,460.26**	**2,571.82**	**2,687.91**
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	**123.90**	**149.69**	**184.74**	**212.12**	**250.41**	**285.98**	**329.38**	**374.84**	**411.18**	**448.01**	**484.53**
% DE PÉRDIDAS	**7.49%**	**8.57%**	**10.03%**	**10.90%**	**12.26%**	**13.39%**	**14.70%**	**15.95%**	**16.71%**	**17.42%**	**18.03%**
CARGA DEL SISTEMA (MW)	**1,529.47**	**1,596.94**	**1,657.97**	**1,733.09**	**1,792.15**	**1,849.15**	**1,911.79**	**1,975.66**	**2,049.07**	**2,123.81**	**2,203.39**
CARGA DEL SISTEMA + MINERA (MW)	**1,532.47**	**1,668.94**	**1,859.97**	**1,945.09**	**2,004.15**	**2,061.15**	**2,123.79**	**2,187.66**	**2,261.07**	**2,335.81**	**2,415.39**
CARGA DE MINERA PANAMÁ (MW)	**3.00**	**72.00**	**202.00**	**212.00**	**212.00**	**212.00**	**212.00**	**212.00**	**212.00**	**212.00**	**212.00**

ENSA	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tocumen(Incluye Vipasa)	TOC	60.73	62.24	67.26	71.80	70.29	71.55	72.84	74.12	75.19	76.35	77.26
Cerro Viento	CVI	72.13	74.01	79.39	85.94	80.41	81.48	82.58	83.78	84.67	85.50	86.30
Santa María	SMA	77.71	82.83	86.41	90.91	93.38	95.31	96.65	98.08	99.56	101.17	102.97
Monte Oscuro	MOS	80.97	55.20	54.38	53.31	52.01	51.61	51.29	50.84	50.29	49.79	50.10
Tinajitas	TIN	57.26	59.50	61.76	64.08	55.26	56.03	55.43	56.07	56.68	57.26	57.79
Geehan	PAC	17.63	19.27	20.92	21.57	22.15	22.91	23.68	24.65	25.88	26.46	27.05
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	35.78	36.38	36.99	37.51	38.12	38.72	39.32	39.85	40.45	41.05	41.58
Calzada Larga	CLA13.8	7.97	8.40	8.82	9.24	9.67	10.09	10.51	10.93	11.36	11.78	12.20
France Field	FF13.8	62.19	65.29	67.84	59.03	61.97	63.61	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	L.M.13B	18.35	19.48	20.17	20.75	21.27	21.69	22.02	22.35	22.69	23.02	23.35
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	37.01	38.99	40.18	41.19	37.00	37.72	38.31	38.88	39.46	40.03	40.61
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	38.79	23.29	24.81	26.92	28.73	30.82	33.15	35.76	38.65	42.19	47.71
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	37.36	38.75	40.45	42.00	43.35	44.90	46.11	47.53	48.79	50.14	51.20
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		45.22	48.86	52.97	57.55	60.35	62.97	65.87	68.95	71.94	73.25
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					22.08	24.37	27.03	29.30	31.73	35.01	39.31
Nueva S/E Cativá	CAT513				11.06	11.36	11.69	11.97	12.29	12.63	12.88	13.18
TOTAL ENSA		603.87	628.87	658.25	688.30	704.58	722.84	740.09	758.28	778.90	801.78	827.24

EDEMET		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.19	139.44	146.27	152.69	159.29	164.96	171.80	178.65	186.69	194.45	202.58
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	9.88	10.27	10.77	11.24	11.73	12.14	12.65	13.15	13.74	14.32	14.91
El Higo	EHIG34	36.34	37.66	39.55	41.53	43.15	44.66	46.51	48.44	50.57	52.65	54.85
Chorrera	CHO34	80.31	58.95	61.80	64.24	66.70	68.38	70.78	73.05	76.06	78.73	81.50
San Francisco	SFR	121.26	122.00	124.95	130.53	136.16	140.90	146.69	152.47	159.34	165.92	172.81
Locería	LOC	114.08	108.54	111.00	115.92	120.88	124.97	130.05	135.08	141.13	146.88	152.90
Marañón	MAR	91.40	84.97	86.84	90.68	94.54	97.71	101.65	105.56	110.27	114.74	119.42
Centro Bancario	CBA	81.14	80.32	82.22	85.89	89.58	92.68	96.47	100.26	104.77	109.08	113.59
El Coco	ECO34	19.21	20.13	21.16	22.26	22.77	23.90	24.96	26.14	27.16	28.39	29.66
Nueva S/E Burunga	BUR34	40.00	42.00	44.10	46.31	48.62	51.05	53.60	56.28	59.10	62.05	65.16
Nueva S/E Bella Vista	BVI13		28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.20	10.20	10.21	10.61	11.13	11.62	12.12	12.56	13.08	13.60
Nueva S/E El Torno	TOR13		24.07	25.25	26.35	27.49	28.47	29.65	30.83	32.22	33.56	34.96
TOTAL EDEMET		727.81	766.55	793.49	828.72	863.94	894.99	932.18	969.57	1013.01	1055.21	1099.38

EDEMET (SERVICIO B)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Miraflores	MIR44	23.65	24.58	25.78	26.91	28.07	29.07	30.28	31.49	32.90	34.27	35.70
Balboa	BAL44	15.50	15.52	16.13	16.92	17.66	18.43	19.08	19.87	20.67	21.60	22.49
Summit	SUM44	1.13	1.17	1.23	1.28	1.34	1.39	1.44	1.50	1.57	1.64	1.70
Gamboa	GAM2	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.35	1.41	1.47	1.53	1.60	1.66
Howard	HOW12	13.59	14.12	14.81	15.46	16.13	16.70	17.40	18.09	18.90	19.69	20.51
TOTAL SERVICIO B		54.96	56.54	59.15	61.83	64.52	66.95	69.62	72.42	75.58	78.79	82.08

EDECHI		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	13.37	14.05	14.83	15.57	16.30	17.07	17.89	18.71	19.67	20.61	21.60
Progreso 115 KV	PRO115	1.14	1.19	1.24	1.29	1.34	1.40	1.46	1.52	1.58	1.64	1.71
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	27.49	28.88	23.20	24.35	25.50	26.70	27.99	29.27	30.77	32.24	33.80
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.43	18.32	19.34	20.30	21.26	22.26	23.34	24.41	25.66	26.88	28.18
Cañazas (PTP)	CAN34	1.68	1.77	1.87	1.96	2.05	2.15	2.25	2.36	2.48	2.59	2.72
Isla Colon - Changuinola	CHA34	14.67	12.39	13.09	13.74	14.38	15.06	15.79	16.51	17.36	18.19	19.06
Boqueron III	BOQ34	19.43	20.42	21.56	22.64	23.70	24.82	26.02	27.21	28.60	29.97	31.41
Veladero	VEL34			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
TOTAL EDECHI		95.36	97.18	98.94	103.86	108.73	113.86	119.34	124.80	131.17	137.41	144.04

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes		**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Cemex	CEMEX	24.31	24.54	24.78	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23
Argos	CPA115	8.38	8.41	8.44	8.21	8.22	8.36	8.40	8.43	8.26	8.44	8.49
Super 99 (total)	S99	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
Contraloría	SFR	1.18	1.18	1.17	1.17	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.16	1.16
Gold Mills	LOC	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
AVIPAC	SMA	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemento Interoceánico	CHO34	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Embajada USA	CLA13.8	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
CSS	MAR	3.37	3.44	3.51	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
Vareal CIA	CVI	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Vareal FAB	LSA115	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
TOTAL Grandes Clientes		47.47	47.80	48.13	50.39	50.38	50.52	50.56	50.59	50.42	50.61	50.65
TOTAL Grandes Clientes Directos		32.69	32.96	33.22	35.44	35.45	35.60	35.63	35.66	35.49	35.68	35.73

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA

Al realizar el análisis comparativo entre el modelado del SIN en la base de datos del CND y ETESA se ven reflejadas violaciones en los factores de potencia de algunos puntos de entrega conectados al SPT, esta diferencia se debe a que el CND como operador tiene la obligación de modelar el sistema de la manera más real posible, a continuación, veremos las diferencias que se pueden presentar debido a estos incumplimientos.

El análisis incluye los siguientes casos de estudio:
Caso 1: Base de Datos de ETESA con los factores de potencia modelados por el CND en los puntos de entrega.
Caso 2: Caso 1 ajustado para el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad.

Al modelar el SIN con los factores de potencias modelados por el CND en la base de datos de ETESA para el caso de demanda máxima en época lluviosa del año 2017 (Caso 1) se aprecian caídas de voltajes por lo tanto es necesario la puesta en servicio de 89MVAR en los capacitores del SPT, además de reducir el límite de transferencia y aumentar la generación obligada (Caso 2) que ya mantenía el caso de ETESA donde los factores de potencia son modelados a 0.97(-) en las cargas para garantizar que en los puntos de entrega se cumpla con lo establecido en el Reglamento, estas condiciones son necesarias para lograr obtener los voltajes y suficiente soporte reactivo de manera que puedan ser soportadas todas las contingencias simuladas.

Se muestra en Tabla 7.1 la comparación de los voltajes en las barras de los casos estudiados; aquellos resaltados en negrita tienen una diferencia de ±1% entre el caso de 2017 de ETESA.

Tabla 7.1. Reporte de Voltaje de Casos

Bus	Nodo	Base kV	Voltage (pu)		
			Caso 1	Caso 2	2017
6000	FRONTPRO	230	1.0114	1.0140	1.0123
6001	PAN230	230	**0.9928**	1.0358	1.0336
6003	PANII230	230	**1.0012**	1.0465	1.0411
6005	CHO230	230	**0.9934**	1.0329	1.0292
6008	LSA230	230	**1.0051**	1.0321	1.0235
6011	MDN230	230	0.9997	1.0073	1.0028
6014	PRO230	230	1.0105	1.0132	1.0115
6096	FOR230	230	1.0027	1.0094	1.0052
6100	BAY230	230	**1.0061**	1.0497	1.0441
6171	PAC230	230	**1.0059**	1.0479	1.0421
6179	GUA230	230	1.0016	1.0081	1.0042
6182	VEL230	230	0.9986	1.0153	1.0075
6240	EHIG230	230	**0.9946**	1.0294	1.0238
6260	CHA230	230	1.0185	1.0212	1.0193
6263	ESP230	230	1.0191	1.0219	1.0200
6340	CAN230	230	1.0087	1.0139	1.0105
6380	BOQIII230	230	1.0047	1.0096	1.0067
6400	FRONTCHA	230	1.0196	1.0221	1.0203
6440	DOM230	230	1.0111	1.0133	1.0120
6460	ECO230	230	**1.0081**	1.0402	1.0300
6470	24DIC230	230	**1.0013**	1.0465	1.0412
6500	FRONTDOM	230	1.0117	1.0140	1.0126
6520	SBA230	230	**1.0004**	1.0205	1.0122
6550	BEV230	230	0.9994	1.0165	1.0087
6002	PAN115	115	0.9979	1.0151	1.0070
6004	PANII115	115	1.0000	1.0133	1.0077
6006	CHO115	115	**0.9870**	1.0268	1.0240
6009	LSA115	115	**1.0106**	1.0301	1.0238
6012	MDN115	115	1.0024	1.0070	1.0043
6015	PRO115	115	1.0067	1.0094	1.0073
6018	CAC115	115	0.9973	1.0144	1.0067
6024	CHI115	115	**0.9804**	0.9947	0.9918
6059	LM1115	115	0.9907	0.9998	0.9995
6060	LM2115	115	0.9907	0.9998	0.9995
6087	CAL115	115	1.0089	1.0117	1.0101
6170	CPA115	115	0.9934	1.0061	1.0015
6261	CHA115	115	1.0100	1.0100	1.0100
6290	CATII115	115	0.9908	1.0000	0.9996

Al observar el reporte de voltajes del Caso 1 se puede apreciar que los voltajes están muy por debajo del caso 2017 analizado por ETESA, usando toda la compensación reactiva disponible de ETESA (Caso 2); los voltajes en los buses de este caso son similares al caso 2017 analizado para el presente Plan de Expansión.

En conclusión, la falta de compensación reactiva por parte de la distribuidora influye en el uso de la potencia reactiva del SPT (ETESA), disminuye las transferencias desde occidente y conlleva al aumento de la generación obligada que está siendo cargada a ETESA.

El siguiente análisis se realiza tomando en cuenta el cumplimiento del Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operación, específicamente garantizando que los puntos de entrega presentan un factor de potencia como mínimo de 0.97(-), los generadores convencionales pueden cumplir con su curva de capacidad (P-Q), que el Operador del Sistema tiene la potestad de exigirle que generen o consuman el reactivo necesario para el buen funcionamiento del SIN, que los parques eólicos y solares, cumplen con el Código de Red Eólico y Código de Red Solar, respectivamente. El incumplimiento de estas normas aumentaría considerablemente las restricciones.

Los despachos fueron realizados utilizando los criterios de planeamiento, maximizando los flujos de occidente a centro de carga en la época lluviosa y los flujos de Norte (Colón) hacia el centro de carga en la época seca con la finalidad de simular los casos más extremos que pudieran presentarse.

PERIODO LLUVIOSO 2017

Para el periodo lluvioso en el año 2017 demanda máxima se presentan restricciones de flujos por la línea Veladero - Mata de Nance (230-5B y 230-6C), además la línea Guasquitas – Veladero (230-16 y 230-17) se mantiene cerca del límite en estado estable, asimismo la falta de compensación reactiva dinámica (SVC) disminuye aún más la generación en el área de occidente, ya que el SIN no tiene el suficiente soporte reactivo de presentarse las contingencias más severas del mismo.

Las restricciones de transmisión presentadas en el SIN, obligan a mantener generación fuera del orden de mérito, dicha generación obligada tiene un aporte considerable de compensación reactiva por estar más cerca del centro de carga, cumpliendo de esta manera con el criterio de calidad establecido en el Reglamento de Operación.

En el proceso de revisión del Criterio de Seguridad se presentan sobrecargas en la línea de Panamá – Cáceres, 115-37 y 115-12; cabe destacar que, estadísticamente las probabilidades de falla de estas líneas son muy bajas, ya que son líneas cortas. Para cumplir con el criterio de seguridad, esta restricción debe ser corregida disminuyendo el flujo por dichas líneas generando con plantas interconectadas en el sistema eléctrico del área de Colón (115KV); además, al simular la pérdida de la central de Bahía las Minas Carbón (BLMCarbon), el Sistema Interconectado Nacional no tendría el suficiente soporte reactivo para aguantar la contingencia, por lo que se requiere mantener en servicio unidades de generación que contribuyan con el soporte reactivo necesario una vez se presente esta contingencia.

Debido a la presencia en el despacho de la planta de BLMCarbon y con las restricciones técnicas de la misma, ésta debe permanecer en demanda media y mínima, por lo tanto, se debe mantener generación obligada que permita cumplir con el criterio de seguridad ante esta contingencia, las unidades que darían este servicio seria Miraflores G9 y G10 en demanda media y Miraflores G9 con 14MW en demanda mínima.

Basado en las condiciones antes mencionadas el aprovechamiento de la generación hidroeléctrica de occidente seria de un 77% de la potencia instalada en el área, el 67% de la potencia hidroeléctrica instalada en occidente es transferida a centro de carga en demanda máxima, A continuación, se presenta el resumen de escenario de época lluviosa del 2017 en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Resumen: Despacho del Año 2017 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	%	Dem Med	%	Dem Min	%
Eolica	270.00	67.50	25%	54.00	20%	40.50	15%
Solar	115.72	69.36	60%	40.54	35%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,454.72	1,124.20	77%	1,104.70	76%	840.85	58%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	12.34	11.71	95%	11.71	95%	11.71	95%
Termica	1,086.19	349.41	32%	134.41	12%	97.00	9%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%	9.50	95%
ACP (Hidro)	58.50	22.00	38%	22.00	38%	22.00	38%
Minera Panama	0.00	0.00	0%	0.00	0%	0.00	0%
Total	3267.47	1653.68	51%	1376.85	42%	1021.56	31%
Renovable	2,171.28	1,304.27	79%	1,242.44	90%	924.56	91%
TRANSFER		980.00	67%	973.00	67%	745.00	51%

AÑO 2018

Debido a la disminución del aporte hídrico en la zona occidente del país durante la época seca no se presentan restricciones en el SIN en ninguno de los periodos de demanda.

Para la época lluviosa demanda máxima del 2018 se presentan las mismas restricciones que en el año 2017, debido a que el tiempo transcurrido no permitiría la entrada en operación de nuevos proyectos de transmisión que permitan mitigar esta condición, para este periodo se agravaría más la restricción debido al aumento de la demanda, además se presenta una redistribución de la carga y cambio en la configuración de la red de distribución de EDEMET y ENSA en el centro de la ciudad que aumentaría los flujos desde Panamá hacia Cáceres aumentando así la generación obligada que se debe tener para cumplir con los criterios de calidad y seguridad del sistema.

Los proyectos identificados que solucionarían esta situación serian la repotenciación de las líneas Mata de Nance – Veladero (230-5B y 230-6C) que debe estar operando en la época lluviosa del 2019, la conexión de un nuevo circuito subterráneo desde Panamá hacia Cáceres y la conexión como TAP de las líneas 230KV de la S/E Bella Vista (propiedad de EDEMET) a la tercera línea en las mismas coordenadas donde se construirá la S/E Panamá III, este último proyecto fue solicitado a EDEMET.

De igual forma la entrada en operación de los capacitores en S/E Chorrera (90MVAR) y S/E Panamá II (+60MVAR) aumentarían la capacidad de transferencia desde occidente. Como se comentó para el 2017, la falta de compensación reactiva es una de las falencias del sistema, sobre todo en las situaciones donde se pierde un elemento del SIN.

El aprovechamiento hidroeléctrico de la zona de occidente aumentaría a un 82%, equivalente a 52MW más de lo generado en el año 2017 demanda máxima de época lluviosa, el límite de transferencia aumentaría a 1043MW, 72% de la capacidad hidroeléctrica instalada en occidente (Tabla 7.3).

Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2018 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	%	Dem Med	%	Dem Min	%
Eolica	270.00	67.52	25%	54.00	20%	40.50	15%
Solar	167.76	100.65	60%	58.71	35%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,454.72	1,197.59	82%	1,074.34	74%	968.53	67%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	12.34	11.71	95%	11.71	95%	11.71	95%
Termica	1,467.19	331.51	23%	222.74	15%	120.41	8%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%	4.75	48%
ACP (Hidro)	58.50	22.00	38%	22.00	38%	22.00	38%
Minera Panama	274.00	120.00	44%	120.00	44%	120.00	44%
Total Gen	3974.51	1860.47	47%	1573.00	40%	1287.90	32%
Renovable		1,408.96	76%	1,230.26	78%	1,047.49	81%
TRANSFER		1,043.00	72%	942.00	65%	766.00	53%

AÑO 2019

El escenario de época seca presenta una disminución considerable de la generación de occidente. A pesar de que la entrada en operación del ciclo combinado de gas natural (Costa Norte), cuya disponibilidad de potencia al SIN es de 381MW, se encuentra en el área de Cristóbal, Colon, la misma se encuentra eléctricamente conectada a la S/E Panamá II, por lo tanto, el aumento en la demanda provocaría un incremento en el flujo desde la S/E Panamá a S/E Cáceres. Los flujos presentados para esta época ya fueron reflejados en la época lluviosa del 2018, por consiguiente, la solución más factible para este periodo es mantener la generación obligada en el área de Colón (115KV).

Para el periodo de máxima demanda se desplazan 40MW de la generación de Costa Norte y existe una generación obligada de 43.76 MVA cubierta por máquinas de las centrales de Cativá y El Giral.

Para el periodo lluvioso no contar con la entrada en operación de la repotenciación de la línea Mata de Nance – Veladero (230-5B y 230-6C) provoca congestiones en dichos circuitos por lo tanto la generación de Fortuna se vería disminuida para evitar la congestión de la línea

La entrada en operación del nuevo circuito subterráneo desde Panamá hacia Cáceres, la conexión en TAP de las líneas 230KV de la S/E Bella Vista (propiedad de EDEMET) a la tercera línea en las mismas coordenadas donde se construirá la S/E

Panamá III, y el SVC en el periodo lluvioso, se reduciría considerablemente las restricciones tomando en cuenta que todos los agentes conectados al SPT cumplen con sus obligaciones establecidas en el Reglamento de Transmisión.

De igual forma que en los escenarios lluviosos anteriores, la contingencia de BLMCarbon sería la contingencia más severa que presenta el sistema, llevando al sistema al punto de colapso si no se mantiene generación en el área de Colón. Con la finalidad de mantener los niveles de voltaje en caso de presentarse esta eventualidad, se determinó que se debe mantener en el sistema dos unidades conectadas en la S/E Miraflores como generación obligada.

Para el año 2019 se espera tener un aprovechamiento del 94% de la generación hidroeléctrica de occidente, esto se debe gran parte a la entrada de los SVC que proveen el soporte reactivo necesario al presentarse cualquier contingencia (Tabla 7.4).

Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	%	Dem Med	%	Dem Min	%
Eolica	439.50	109.88	25%	87.90	20%	65.93	15%
Solar	179.28	107.57	60%	62.75	35%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.13	1,373.80	92%	1,241.09	83%	1,025.18	69%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	32.77	31.11	95%	31.11	95%	12.65	39%
Termica	1,476.19	140.00	9%	83.00	6%	83.00	6%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%	4.75	48%
ACP (Hidro)	58.50	22.00	38%	22.00	38%	22.00	38%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	212.00	77%	212.00	77%
Total Gen	4223.37	2054.15	49%	1749.35	41%	1425.51	34%
Renovable		1,653.85	81%	1,454.35	83%	1,130.51	79%
TRANSFER		1,216.00	81%	1,112.00	74%	833.00	56%

AÑO 2020

Con la entrada de los proyectos antes mencionados, además de la entrada de la S/E Panamá III y S/E Sabanitas y la línea Sabanitas-Panamá III se concretarían todos los requerimientos que tiene el SIN para garantizar la evacuación de toda la energía generada en el área de occidente y Panamá Norte (Colon); es necesario reiterar que la contingencia de BLMCarbon sigue siendo la más severa del SIN y por lo tanto es importante mantener siempre activo el Esquema de Desligue de Carga (EDC) correspondiente ante esta contingencia.
Este escenario no presenta generación obligada siempre y cuando todos los agentes conectados al SPT cumplan con sus obligaciones de calidad y seguridad.

Tabla 7.5. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	%	Dem Med	%	Dem Min	%
Eolica	439.50	109.88	25%	87.90	20%	65.93	15%
Solar	179.28	107.56	60%	62.70	35%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,567.83	1,482.60	95%	1,329.61	85%	974.11	62%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	32.77	31.11	95%	31.11	95%	37.46	114%
Termica	1,696.61	135.00	8%	83.00	5%	83.00	5%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%	9.50	95%
ACP (Hidro)	58.50	22.00	38%	22.00	38%	22.00	38%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	212.00	77%	212.00	77%
Total Gen	4518.49	2157.94	48%	1837.82	41%	1403.99	31%
Renovable		1,740.64	81%	1,520.82	83%	1,086.99	77%
TRANSFER		1,301.00	83%	1,174.00	75%	880.00	56%

RESUMEN DE CORTO PLAZO

El problema principal que presenta el SIN es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN, por lo tanto es de suma importancia la conexión del SVC en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera y Panamá II con el objetivo de mantener al SVC en niveles que permitan que el mismo actúe al ocurrir una contingencia y no en estado estable.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la repotenciación de la línea Mata de Nance – Veladero y construcción de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres y la finalización de la 3era Línea.

Es importante señalar que los niveles de transferencias presentados en el análisis de corto plazo dependen del cumplimiento de los factores de potencia presentados en los puntos de entrega de los distribuidores, además de la disponibilidad de potencia reactiva de los generadores, ya sea consumiendo o generando dependiendo de la necesidad del SIN.

Les escenarios presentan valores de voltajes dentro del rango de 5% establecidos en el Reglamento de Transmisión, tendiendo siempre a llevarlos lo más cercano al límite superior con la finalidad de aumentar el flujo desde occidente.

Para los años 2017, 2018 y 2019 se presenta generación obligada ya sea por restricciones de flujos en estado estable y contingencia como para dar soporte reactivo en caso de la pérdida de la caldera de BLMCarbon, para garantizar el buen funcionamiento del sistema se debe mantener generación obligada específicamente ubicada en el área de Colón (115KV). Una vez llegado al año 2020 no se presenta ninguna generación obligada y puede ser aprovechado el 95% de la generación de occidente; el 5% restante se debe mantener como reserva rodante según el Reglamento de Operación.

Se presentan las cifras de generación obligada y desplazada en la Tabla 7.6.

Tabla 7.6. Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Corto Plazo

	2017			2018			2019			2020		
	Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
Demanda Gen.	1653.68	1376.85	1021.56	1860.47	1573.00	1287.90	2054.15	1749.35	1425.51	2157.94	1837.82	1403.99
Gen. Tot Occ. Hidro	1124.20	1104.70	840.85	1197.59	1074.34	968.53	1373.80	1241.09	1025.18	1482.60	1329.61	974.11
Transferencia	980.00	973.00	745.00	1043.00	942.00	766.00	1216.00	1112.00	833.00	1301.00	1174.00	880.00
Hidro desplazada	252.00	117.91	14.00	179.00	285.00	240.41	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Termica Desplazada	0.00	0.00	0.00	152.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generacion obligada	252.00	51.41	14.00	331.51	285.00	240.41	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Finalmente, se presenta en la Tabla 7.7 el resumen del despacho de época lluviosa demanda máxima en el periodo de corto plazo.

Tabla 7.7. Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima del Periodo de Corto Plazo

Periodo Lluvioso	2017			2018			2019			2020		
	Dem Max	Instalada	% Gen	Dem Max	Instalada	% Gen	Dem Max	Instalada	% Gen	Dem Max	Instalada	% Gen
Eolica	67.50	270.00	25%	67.52	270.00	25%	109.88	439.50	25%	109.88	439.50	25%
Solar	69.36	115.72	60%	100.65	167.76	60%	107.57	179.28	60%	107.56	179.28	60%
Hidro Occid.	1124.20	1454.72	77%	1197.59	1434.29	83%	1373.80	1493.13	92%	1482.60	1567.83	95%
Hidro Oriente	0.00	260.00	0%	0.00	260.00	0%	0.00	260.00	0%	0.00	260.00	0%
Hidro Centro	11.71	12.34	95%	11.71	32.77	36%	31.11	32.77	95%	31.11	32.77	95%
Termica	349.41	1086.19	32%	331.51	1467.19	23%	140.00	1476.19	9%	135.00	1696.61	8%
BioGas	9.50	10.00	95%	9.50	10.00	95%	9.50	10.00	95%	9.50	10.00	95%
ACP (Hidro)	22.00	58.50	38%	22.00	58.50	38%	22.00	58.50	38%	22.00	58.50	38%
Minera Panama	0.00	0.00	0%	120.00	274.00	0%	260.30	274.00	0%	260.30	274.00	0%
Total Gen	1653.68	3267.47	51%	1860.47	3916.01	48%	2054.15	4223.37	49%	2157.94	4518.49	48%
Gen Renovable	1304.27		79%	1386.96		75%	1636.86		80%	1740.64		81%

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos para el periodo de corto plazo, 2017 – 2020, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2015), muchos de los cuales el proceso de construcción ya se encuentra en ejecución o próximos a iniciar.

1. Adición Transformador T4 S/E Panamá 230/115/ KV

Este proyecto consiste en la instalación de un autotransformador T4 en la subestación Panamá, además de la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de esta subestación para la conexión del mismo, mediante la adición de una nave de dos interruptores en cada una de ellos. La capacidad de este autotransformador será de 230/115 KV, 210/280/350 MVA.

Con este autotransformador T4 ETESA cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en la subestación Panamá, establecido en el Reglamento de Transmisión, además que permitirá dar el adecuado mantenimiento de los otros autotransformadores de la subestación, sin incurrir en costos adicionales de generación obligada o desplazada.

COSTOS
Fase del Proyecto: en construcción
Inicio de Operación: julio de 2017
Costo total estimado: B/. 10,432,000

2. Reemplazo del Autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez, T2 y TT2 de S/E Chorrera

La Subestación Llano Sánchez cuenta actualmente con tres autotransformadores, dos de ellos (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 42/56/70 MVA y un tercero (T3) de 230/115 KV y 100MVA. La Subestación Chorrera cuenta con dos autotransformadores (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 30/40/50 MVA. La S/E Chorrera también cuenta con dos transformadores de aterrizaje.

En los resultados de las pruebas rutinarias realizadas a los diferentes transformadores de ETESA se detectó un nivel de deterioro en la condición del Autotransformador T1 de la subestación de Llano Sánchez y T2 de Chorrera y el transformador de aterrizaje TT2 de Chorrera. Debido a esto y al costo de estos equipos, el cual ya tienen más de 35 años de operación, se contrató una compañía externa para que repitiera las pruebas en dos ocasiones diferentes para tener mejores elementos de juicio al momento de tomar una decisión. Los resultados obtenidos por la compañía externa mostraron una situación crítica del equipo, el nivel total de furanos indica que el aislamiento celulósico se ha deteriorado y debilitado mecánicamente al punto que esta unidad debe ser considerada poco confiables, ya que podría fallar repentinamente. Por lo tanto, este laboratorio certificado recomendó seguir realizando pruebas de manera inmediata para identificar y manejar los altos niveles de furanos y concluyó que debemos realizar una evaluación acerca de remplazar, reparar o rebobinar esta unidad.
La falta del Autotransformador T1 de S/E Llano Sánchez y del T2 de Chorrera nos llevaría a quedar sin respaldo en caso de la perdida por cualquier evento de otro de los autotransformadores de la subestación lo que conllevaría a que se quedara sin servicio eléctrico parte de los clientes de las provincias centrales o de Panamá Occidente.

En vista de lo expresado anteriormente, es necesario reemplazar lo antes posible estos equipos ya que las pruebas realizadas muestran un gran deterioro en su parte más importante como lo es su aislamiento, aunado a que ya este transformador ha completado su vida útil garantizada por el fabricante

Cabe resaltar que si se tiene indisponible el autotransformador T1 y se da un daño el alguno de los otros dos autotransformadores se interrumpiría parte del suministro eléctrico al área de provincias centrales, con graves consecuencias por energía no servida, lo que podría resultar en penalizaciones a ETESA, además de que la imagen de la empresa se vería afectada, por no poder transportar la energía eléctrica que abastece a ese sector de la población. Igualmente, con la falla del autotransformador T2 de Chorrera, quedaría interrumpido parte del suministro eléctrico al sector de Panamá occidente.

El autotransformador T1 de llano Sánchez se deberá reemplazar por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV. El autotransformador T2 de Chorrera será reemplazado por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV. El transformador de aterrizaje TT2 se reemplazará por uno de igual capacidad al existente, 34.5 KV, 19.9 MVA.
Con el reemplazo del autotransformador T1 en la Subestación Llano Sánchez por uno de mayor capacidad (100 MVA) y T2 de Chorrera se asegurará el suministro confiable de energía al área de provincias centrales y Panamá Occidente y a la vez se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en estas subestaciones. De esta manera se podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de las empresas Gas Natural Fenosa que se alimentan desde estas subestaciones.

COSTOS
Inicio de Operación:
T2 Chorrera: septiembre de 2017
T1 Llano Sánchez: diciembre de 2017

Costo total estimado:
T2 Chorrera: B/. 4,069,000
T1 Llano Sánchez: B/. 4,069,000

3. Tercera Línea de Transmisión Veladero–Llano Sánchez–Chorrera–Panamá 230 KV

El proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano Sánchez – Chorrera, de 142 km. Y c) Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km. Se ha estimado preliminarmente que esta línea tendrá un conductor 1200 ACAR y se montarán los dos circuitos de la línea.

Adicionalmente, es necesario la ampliación de los patios de 230 KV de las subestaciones Veladero (adición de dos naves de dos interruptores), Llano Sánchez (adición de dos naves de tres interruptores), Chorrera (adición de dos naves de tres interruptores) y Panamá (adición de dos interruptores), todas ellas con esquema de interruptor y medio.

Este proyecto reforzará el sistema de transmisión de 230 KV proveniente desde el occidente del país y permitirá la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, brindando un sistema de transmisión robusto y confiable con una capacidad de transmisión superior a los 2,200 MW.

COSTOS
Fase del Proyecto: en construcción
Inicio de Operación: octubre de 2017
Costo total estimado: B/. 378,057,000

4. Línea Santa Rita – Panamá II 230 KV

Originalmente este proyecto formaba parte de la conexión de las líneas de la Subestación Santa Rita a Cáceres y Panamá II. Ya el tramo desde Santa Rita – Cáceres está en operación y faltaba por terminar la construcción de la línea Santa Rita – Panamá II, la cual es de 230 KV, pero operaría inicialmente en 115 KV. Debido a la entrada próxima en operación del proyecto termoeléctrico Costa Norte, el mismo utilizará esta línea en 230 KV, para su conexión a la Subestación Panamá II. Por lo anterior, ya no operará esta línea en 115 KV.

COSTOS
Proyecto: tramo Santa Rita-Panamá en construcción, noviembre de 2017, resto: en operación
Costo total estimado: B/. 20,301,000

5. Adición del Autotransformador T3 de la S/E Panamá II

La Subestación Panamá II cuenta actualmente con dos autotransformadores, de 230/115 KV y 105/140/175 MVA, los cuales entraron en operación en el año 1999. Debido al incremento de carga de las empresas distribuidoras ENSA y Gas Natural Fenosa (S/E San Francisco), que se alimentan desde esta subestación es necesaria la adición de un tercer autotransformador, con iguales características a los existentes, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad N-1 que debe cumplir ETESA.

COSTOS
Fase del Proyecto: en construcción
Inicio de Operación: diciembre de 2017
Costo estimado: B/. 9,797,000

Compensación Reactiva Capacitiva

Se han presentado restricciones en la Red de Transmisión que corresponden principalmente a la capacidad de transmisión de las líneas provenientes desde el occidente del país, las cuales están por encima del 90%, y a la vez se han presentado bajos niveles de voltaje y reserva de potencia reactiva, los cuales se provocan cuando se transfiere gran cantidad de energía desde las plantas hidroeléctricas ubicadas en el occidente hacia los principales centros de carga, en la ciudad de Panamá y Colón. Esta situación se agudiza en escenarios de demanda alta y en estación lluviosa, a pesar que se han instalado bancos de capacitores a finales del 2012 en las subestaciones Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR) y en el 2013 en Panamá II 230 KV (120 MVAR) y en Panamá 115 KV (120 MVAR).

Con el propósito de tomar medidas concretas tendientes a eliminar estas restricciones, se requiere la instalación de bancos de capacitores en las siguientes subestaciones:

6. Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 KV

S/E Chorrera 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR).
Fase del Proyecto: en construcción
Inicio de Operación: abril de 2018.
Costo estimado: B/. 11,932,000

7. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 KV

S/E Panamá II 230 KV: 60 MVAR (2 x 30 MVAR).
Fase del Proyecto: en construcción
Inicio de Operación: mayo de 2018.
Costo estimado: B/. 6,848,000

8. Adición de Bancos de Capacitores en Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV

S/E Veladero 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR).
S/E San Bartolo 230 KV: 60 MVAR (2 x 30 MVAR)
S/E Llano Sánchez 230 KV: 30 MVAR

Fase del Proyecto: por licitarse
Inicio de Operación: marzo de 2020
Costo estimado: B/. 27,947,000

9. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Mata de Nance

El autotransformador T1 de la Subestación Mata de Nance entró en operación en el año 1978 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el embobinado de 115 KV y 30/40/50 MVA en el de 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la subestación Mata de Nance y a la generación que entra por medio de embobinado de 115 KV, este autotransformador deberá reemplazarse por un de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

También habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Con el reemplazo del autotransformador T1, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de la empresa Gas Natural Fenosa, que alimentan la Provincia de Chiriquí y a la vez poder recibir la generación de las centrales hidroeléctricas que entregan su energía en 115 KV.

COSTOS
Inicio del Proyecto (orden de proceder): diciembre de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019
Costo total estimado: B/. 3,863,000

10. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Progreso

El autotransformador T1 de la Subestación Progreso data del año 1975 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 30/40/50 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la subestación Progreso, a los proyectos solares fotovoltaicos que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales de este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad de 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado

al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

También habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Con el reemplazo del autotransformador T1, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de la empresa Gas Natural Fenosa, que alimentan la Provincia de Chiriquí y permitirá la conexión de proyectos solares fotovoltaicos.

COSTOS
Inicio del Proyecto (orden de proceder): diciembre de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019
Costo total estimado: B/. 3,756,000

11. Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Llano Sánchez

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 70/60/30 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la subestación Llano Sánchez, a la gran cantidad de proyectos de generación solar fotovoltaica que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales en que se encuentra este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

Este transformador se encontraba en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del 2014 con fecha de entrada en operación para enero de 2020, pero por los motivos antes expuestos será necesario adelantar la entrada en operación del mismo para inicios del año 2018.

También habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Con el reemplazo del autotransformador T1, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de la empresa Gas Natural Fenosa, que alimentan la Provincia de Coclé y permitirá la conexión de proyectos solares fotovoltaicos.

COSTOS
Inicio del Proyecto (orden de proceder): diciembre de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019
Costo total estimado: B/. 4,069,000

12. Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA, que entrará en operación en el año 2014.

Las pruebas realizadas a este autotransformador demuestran que presenta problemas de punto caliente interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 105/140/175 MVA, de modo que esta subestación cumpla con el Criterio de Seguridad N-1 establecido en el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión.

Esta es la principal subestación que abastece el área metropolitana y a las principales subestaciones de las empresas distribuidoras ENSA y Gas Natural Fenosa.

Con el reemplazo del autotransformador T2, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de las empresas Gas Natural Fenosa y ENSA, que se alimentan desde esta subestación.

COSTOS
Inicio del Proyecto (orden de proceder): diciembre de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019
Costo total estimado: B/. 4,074,000

13. Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2019, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrico, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, en este caso de la subestación Guasquitas a Veladero, hacia estas subestaciones.

Para el año 2017 se tiene contemplado la entrada en operación de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT2 en el tramo Guasquitas – Veladero para aumentar su capacidad de transmisión. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto solo es necesario hacer trabajos de retensado, o cambios en los aisladores y herrajes de la línea o movimientos de tierra (de ser necesario), para aumentar su altura para ganar más capacidad de transmisión en la misma, ya que su conductor (1200 ACAR) tiene la capacidad para llegar hasta 500 MVA. Se ha estimado que el costo de este tramo de Guasquitas a Veladero es de aproximadamente B/. 0.8 Millones.

Fase del Proyecto: por licitarse
Inicio de Construcción: agosto de 2018
Inicio de Operación: mayo de 2019
Costo estimado; B/. 810,000

14. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 230 KV, doble circuito, de 54 km. de longitud de la subestación Mata de Nance a Progreso, con uno de los circuitos seccionado en la Subestación Boquerón III. Esta nueva línea reemplazará la línea existente entre estas subestaciones, la cual les de

circuito sencillo, por lo que utilizará la misma servidumbre. Esta línea será con conductor 1200 ACAR, con una capacidad de transmisión de 500 MVA. También será necesario construir una línea de circuito sencillo desde la Subestación Progreso hacia la frontera con Costa Rica, con longitud de 9.7 km., para reemplazar la existente, con la misma capacidad antes indicada.

Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito será necesaria la ampliación de las subestaciones Mata de Nance, con la adición de una nave de dos interruptores y Progreso, con la adición de un interruptor en una de las naves existentes.

Con la construcción de este línea de doble circuito Mata de Nance – Progreso y Progreso – Frontera se podrá transmitir la totalidad de la generación de las centrales hidroeléctricas y solares existentes o en construcción en el área de Progreso, tales como Bajo de Mina (56 MW), Baitún (88 MW) y Bajo Frio (56 MW) además de las centrales hidroeléctricas conectadas en la S/E Boquerón III, que pueden llegar a un total de 100 MW aproximadamente y a la vez se reforzará la capacidad de intercambio con el sistema eléctrico de Costa Rica.

Fase del Proyecto: en ejecución
Inicio del Proyecto (orden de proceder): enero de 2016
Inicio de Operación: julio de 2019
Costo estimado: B/. 32,276,000

15. SVC Panamá II y Llano Sánchez

Este proyecto consta de la instalación de dos (2) Static Var Compensators (SVC) con capacidad de +120/-30 MVAR en las subestaciones Llano Sánchez 230 KV y Panamá II 230 KV. Se incluye los equipos necesarios para la adecuada conexión del mismo, tales como transformadores, interruptores, cuchillas, etc.

Con la adición de estos SVC en las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II se brindará la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje del sistema dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión, para así poder transportar la totalidad de la generación producida por las plantas hidroeléctricas localizadas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Estado del proyecto: en ejecución
Inicio del Proyecto: (orden de proceder): marzo de 2017
Inicio de Operación: agosto de 2019

El costo estimado de este equipo es el siguiente: B/. 44,354,000

16. Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 KV

Con el objetivo de cumplir con los criterios de seguridad y calidad de suministro establecidos en la reglamentación vigente, es necearía la adición de bancos de reactores en las subestaciones Changuinola (40 MVAR) y Guasquitas (20 MVAR), para que en condiciones de demanda mínima el nivel de tensión del sistema de transmisión se mantenga dentro de los rangos establecidos.

Con la instalación de estos nuevos bancos de reactores se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs CTs, etc.

La adición de los bancos de reactores en estas subestaciones ayudará a que se mantengan los voltajes del sistema dentro de los rangos establecido por la

reglamentación en condiciones de demanda mínima del sistema.

COSTOS
Fase del Proyecto: por refrendar
Inicio de Operación: octubre de 2019
Costo total estimado: B/. 28,254,000

17. Nueva Subestación Panamá III 230 kV GIS

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación Panamá III 230 KV, en esquema de interruptor encapsulada en gas GIS (Gas Insulated Substation), ubicada en el área de Mocambo. Esta subestación servirá para la conexión de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente (LT2, LT3 y la futura LT4). También para la conexión de la línea de Sabanitas, proveniente desde Colón, en la cual se conectarán las futuras plantas termoeléctricas. Además, servirá como futuro punto de conexión de nuevas líneas de transmisión de las empresas distribuidoras para alimentar la demanda de nuevas subestaciones.

En su patio de 230 KV, esta subestación estará conformada de la siguiente forma:
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la línea LT2 de 230 KV El Coco – Panamá II (230-12A y 230-13A).
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la Tercera Línea 230 KV Chorrera – Panamá.
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores para recibir la línea Sabanitas - Panamá III y la Cuarta Línea Chiriquí Grande – Panamá III.

Esta subestación deberá contar con el área suficiente para las siguientes expansiones:
- Adición de tres (3) transformadores de 500/230 KV y patio de 500 KV con por lo menos 5 naves de interruptor y medio, para la conexión de la futura línea de transmisión de 500 KV proveniente desde Chiriquí Grande (operada inicialmente en 230 KV). Los transformadores y de los reactores necesarios.
- Espacio para expansión en el patio de 230 KV por lo menos para 5 naves de interruptor y medio.
- Espacio para expansión en el patio de 115 KV por lo menos de 4 naves y para dos transformadores 230/115 KV
- Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

El costo estimado del proyecto es de B/. 35,267,000.

Entrada en Operación: octubre de 2019
Costo Estimado: B/. 35,267,000

18. Aumento de Capacidad LT 1 Línea de 230 KV Mata de Nance– Veladero

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de proyectos hidroeléctricos y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidroeléctrico, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

Se tiene contemplado la construcción de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Mata de Nance - Veladero. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, será necesario cambiar el conductor de la misma a uno de alta temperatura de operación y características similares (peso, tensión, etc.) similares al existes 750 ACAR, de forma de no afectar las torres. Para esto se ha considerado el 914 Dove ACCC.

Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 33,776,000.

Estado: por licitar
Inicio de Operación: noviembre de 2019
Costo estimado; B/. 33.776,000

19. Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

Debido al aumento de la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas a la subestación Cáceres, existe la posibilidad de sobrecarga en las líneas de transmisión que vinculan las subestaciones Panamá y Cáceres, líneas 115-12 y 115-37, dependiendo del despacho de generación. Para evitar esta sobrecarga es necesario la construcción de una nueva línea de transmisión entre estas dos subestaciones. Entre Cáceres y Panamá existe una vigaducto propiedad de ENSA, de la línea subterránea a S/E Monte Oscuro, la cual piensa ENSA desocupar. Esto es debido a que en sus planes de expansión tiene previsto conectar la línea subterránea de S/E Monte Oscuro a la S/E Santa María, dejando la S/E Tinajitas conectada a la S/E Panamá. Esto desocuparía el viaducto subterráneo que recorre desde la S/E Santa Maria hasta la S/E Panamá, la cual se podría utilizar para la conexión de una nueva línea Panamá – Cáceres 115 KV.

Este proyecto permitirá atender de forma segura y confiable la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas en la Subestación Cáceres, sin la necesidad de realizar cambios al despacho económico previsto por el CND.

Este proyecto comprende las siguientes obras de transmisión:

a. Adquisición de la vigaducto de ENSA, desde la S/E Panamá hasta la S/E Cáceres. Habrá que hacer las adecuaciones para la entrada de la misma en ambas subestaciones. Esta línea será de aproximadamente 0.8 km de longitud, con cable 750 XLPE, capacidad de transmisión de aproximadamente 150 MVA en condiciones normales de operación y de 180 MVA para contingencias.
b. Ampliación en la S/E Cáceres: será necesario la ampliación de la S/E Cáceres 115 KV, que cuenta con esquema de barra principal y transferencia, mediante la adición de un interruptor de 115 KV, incluyendo los demás equipos asociados (cuchillas, CTs, etc.)
c. Ampliación de la S/E Panamá, será necesario la ampliación de la S/E Panamá 115 KV, que cuenta con un esquema de interruptor y medio, mediante la adición de un interruptor de 115 KV en la nave 7 (el interruptor 11M72, incluyendo los demás equipos asociados, cuchillas, CTs, etc.)

COSTOS
Fase del Proyecto: por licitar
Inicio de Operación: noviembre de 2019

Costo total estimado: B/. 4.963 Millones.

20. Nueva Subestación Burunga 230 kV GIS

La empresa EDEMET ha confrontado problemas en los últimos años en el suministro de energía al área occidental de su sistema de distribución de la provincia de Panamá Oeste, especialmente el área de Arraiján y demás sectores aledaños. Por este motivo han determinado la necesidad de contar con una nueva subestación en esta área y se ha determinado que la misma esté ubicada en el área de Burunga. Ya EDEMET construyo el patio de 34.5 KV de esta nueva subestación de distribución, la cual se conectará inicialmente a la línea 230-12A mediante una derivación o Tap a la misma.

Para la conexión definitiva de esta subestación de distribución, ETESA construirá el patio de 230 KV de la misma, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terrero. La misma contará inicialmente con tres (3) naves, dos (2) naves serán de tres (3) interruptores para la conexión de las líneas 230-12A y 230-13A y una nave de dos (2) interruptores para la conexión del transformador T1 de EDEMET. Será necesario la instalación de torres de anclaje, para la entrada a la subestación por medio de cables subterráneos (2 cables por fase), ya que la torre más cercana (Torre No. 115) es de suspensión. Se debe dejar espacio suficiente para la adición de por lo menos tres (3) naves adicionales, para ampliaciones futuras, tales como la conexión de un segundo transformador de EDEMET y/o posibles entradas/salidas de líneas.

Fase del proyecto: por licitar
El costo total del proyecto es de B/. 20,603,000.
Entrada en Operación: noviembre de 2019.

21. Nueva Subestación Sabanitas 230 kV

En la Licitación 01-2015 del pasado 31 de agosto de 2015, fue adjudicada una planta de gas natural de la empresa AES Panamá, denominada Costa Norte, con capacidad de 380 MW, la cual estará ubicada en el área de Isla Telfer, Distrito de Colón, Provincia de Colón. Igualmente, en la Licitación 02-2015 del pasado 2 de diciembre de 2015 se adjudicó la central Martano, también de gas natural, ubicada en Colón, con capacidad de 450 MW. Debido a que el sistema de transmisión existente proveniente de la provincia de Colón no cuenta con la capacidad suficiente para transmitir la generación de estas nuevas plantas, además de las ya existentes, es necesario el desarrollo de una nueva línea de transmisión, proveniente desde la provincia de Colón hasta Panamá.

Para la conexión de esta nueva línea de transmisión en el sector atlántico, será necesario la construcción de una nueva subestación en Colón, denominada Subestación Sabanitas 230 KV. La misma será construida en esquema de interruptor y medio encapsulada GIS (Gas Insulated Substation).

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central Termoeléctrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoeléctrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT

de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

El costo estimado del proyecto es de B/. 20,094,000.
Fase del Proyecto: por licitar
Costo Estimado: B/. 20,094,000
Entrada en Operación: febrero de 2019

22. Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 KV

ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la Provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión a nivel de 230 kV desde Colón (Sabanitas) y se conectará a la Subestación Panamá III.

La línea será de 230 KV, doble circuito, con dos (2) conductores por fase, 1200 ACAR a temperatura de diseño de 90 °C, con lo que tendrá una capacidad aproximada de 1000 MVA por circuito tanto para operación normal como en contingencia. La misma tendrá una longitud aproximada de 50 km, dependiendo de la ubicación final de las subestaciones Sabanitas y Panamá III. Se ha considerado que la misma, dependiendo de la ruta, contará tanto con torres como poste. Preliminarmente se ha considerado una relación de 50% en torres y 50% en potes.

Fase del Proyecto: por licitar
Costo Estimado: B/. 54,115,000
Entrada en Operación: noviembre de 2019

23. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Chorrera

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 de la Subestación Chorrera demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 50 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

Con el reemplazo de este autotransformador será necesario también reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

COSTOS
Fase del Proyecto: por licitar
Inicio de Operación: abril de 2020
Costo total estimado: B/. 4,069,000

24. Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2018, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 1,000 MW, que sumado a los 1,439 MW existentes daría un total de 2,440 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

Para el año 2017 se tiene contemplado la entrada en operación de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá (LT3), pero adicional a esta línea, es necesario reforzar la línea de transmisión LT2, Veladero – Llano Sánchez – El Coco - Panamá II, para asegurar que el Sistema Principal de Transmisión cumpla con los niveles adecuados de confiabilidad y con el Criterio de Seguridad N-1, cumpliendo así lo establecido en las normativas vigentes. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, algunas torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, logrando así el aumento de capacidad deseado.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Se ha estimado que el costo del proyecto es de B/. 3,000,000

Fase del Proyecto: por licitar
Inicio de Operación: mayo de 2020
Costo estimado; B/. 3,000,000

25. Línea Panamá II – Chepo 230 KV

La línea hacia Bayano (Panamá II – Bayano) fue la primera línea de 230 KV construida en 1976, por lo que ya cuenta con más de 40 años de operación. Se ha visto la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión de esta línea mediante el cambio de conductor de la misma, utilizando conductor de alta temperatura 914 Dove ACCC, además de la construcción de una nueva línea de transmisión. La Secretaria Nacional de Energía (SNE), en su documento “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015” estableció que se debe trabajar en los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién, por medio de una línea de transmisión de 230 KV desde la subestación Panamá II. El Contrato de Concesión de ENSA establece que la subestación para integrar la provincia de Darién al Sistema Interconectado Nacional debe estar ubicada en Metetí, ya que este es el punto óptimo debido a su ubicación en el centro de carga, por lo que la línea debe ser Panamá II – Chepo – Metetí.

En atención a esta instrucción de la SNE, se ha incluido en el Plan de Expansión el aumento de capacidad de la línea existente Panamá II - Bayano, hasta el área de Chepo mediante el cambio de conductor a uno de alta temperatura, 714 Dove ACCC y la construcción de una nueva subestación Chepo 230 KV. La subestación Chepo 230 KV brindará un nuevo punto de conexión a ENSA para la distribución en el área este de la provincia de Panamá y, además, en esta nueva subestación Chepo se conectará la línea existente proveniente desde la central hidroeléctrica Bayano, bridándole así mayor confiabilidad y capacidad al sistema de transmisión de 230 KV del sector este de la provincia de Panamá.

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes obras de transmisión:

a. Aumento de capacidad en la LT Panamá II - Chepo: se cambiará el

conductor de la línea de transmisión Panamá II hasta el área de Chepo (líneas 230-1A, 1B y 2A), aproximadamente 42 km, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC. Este conductor tendrá una capacidad de 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene menor peso (727 lb/kpie) en comparación con el conductor actual 636 ACSR (874 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas.

b. Desde la nueva S/E Chepo hasta la S/E Bayano se mantendrá la línea existente.

c. Cambio de hilo de guarda en la línea Pacora – Bayano (230-1A) por un OPGW, con una distancia aproximada de 49.1 km.

d. Nueva subestación Chepo 230 KV, en esquema de interruptor y medio GIS (interruptores, cuchillas y CTs encapsulados en SF6), la cual constará de tres (3) naves de 230 KV, dos (2) de ellas de tres (3) interruptores, para la conexión de la línea de transmisión de doble circuito proveniente desde Panamá II y de la línea existente de doble circuito hacia Bayano y una nave de dos (2) interruptores para la salida de la nueva línea de circuito sencillo hacia Metetí.

Fase el proyecto: por licitar
Inicio de Operación: julio de 2020
Costo Estimado: B/. 30,288,000

26. Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, se ve la necesidad de instalar bancos de capacitores en la subestación Santa Rita 115 KV, con el fin de cumplir con los criterios de nivel de tensión y seguridad, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. Para tal fin se requiere un banco de capacitores de 20 MVAR para el año 2020 y un segundo banco de 20 MVAR en el año 2021.

Con la instalación de estos nuevos bancos de capacitores se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs CTs, etc.

COSTOS
Fase del Proyecto: por licitar
Inicio de Operación: julio de 2020
Costo Estimado: B/. 6,302,000

27. Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 KV

Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1, 50/50/50 MVA, en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. Actualmente, si se debe dar mantenimiento al transformador T1 existente, se queda sin suministro de energía el área de Bocas del Toro (Changuinola), además que se pierde la generación de la Central Hidroeléctrica Bonyic.

Para poder llevar a cabo este proyecto será necesario desarrollar las siguientes obras:

a. Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Changuinola mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos

asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del transformador T2.
b. Adquisición de un trasformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 50 MVA en sus tres devanados.
c. Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos (2) interruptores, uno para la conexión del T2 y uno para conectar e lT1, que actualmente entra directo a la barra. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 34.5 KV.

COSTOS
Fase del Proyecto: por licitar
Inicio de Operación: agosto de 2020
Costo total estimado: B/. 7,640,000

28. Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador (T3) en la Subestación Boquerón III de 230/34.5 KV, 83 MVA, con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

a. Adición de un (1) interruptor de 230 KV en la nave 3 de la S/E Boquerón III, para la conexión del transformador T3 de la misma, y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc.
b. Adquisición de un trasformador T3, 230/34.5 KV, con capacidad de 83 MVA.
c. Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de tres (3) interruptores, uno para la conexión del T3 y dos para conectar la barra de 34.5 KV del T3 a las barras de 34.5 KV del T1 y T2. Además, los equipos pos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 34.5 KV.

COSTOS
Fase del Proyecto: por licitar
Inicio de Operación: agosto de 2020
Costo total estimado: B/. 7,718,000

A continuación, se presenta en la Tabla 8.1 un resumen del estado de cada proyecto.

Tabla 8.1. Informe de Proyectos

Código	Nombre del Proyecto	# de Licitación / Memorando # de Contrato # de S. de Compra	Fecha de Publicación	Reunión de Homologación	Fecha del Acto (Apertura de Propuestas)	Fecha de Adjudicación	Fecha de Refrendo	Fecha de Orden de Proceder	Nueva Fecha de Entrega 2017	Estatus
C-1	Reposición L/T Mata de Nance - Progreso - Frontera, 230KV	GG-101-2015	18-Dic-14	29-Dic-14	11-Mar-15	29-Abr-15	02-Dic-15	14-Ene-16	Jul-19	**En ejecución**
C-4	Adición Banco de Capacitores de 60 MVAR en S/E Panamá II 230kV	GG-112-2015	2-Sep-14	6-Oct-14	24-Nov-14	15-Dic-14	26-Nov-15	14-Ene-16	May-18	**En ejecución**
C-5	Adición Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E la Chorrera								Apr-18	
C-10	Reemplazo T1 S/E Progreso 100 MVA	GG-069-2016	31-Ago-15	15-Sep-15	26-Nov-15	12-Ene-16	16-Nov-16	01-Dic-16	Feb-19	**En ejecución**
C-11	Reemplazo T2 S/E Panamá 175 MVA									
C-12	Reemplazo T2 Llano Sánchez 100 MVA									
C-13	Reposición T1 S/E Mata de Nance 100 MVA									
TR-14	Adición Reactores 40 MVAR Changuinola 230 kV	2016-2-78-0-99-LP-007068	7-Jun-16	6-Jul-16	4-Oct-16	13-Feb-17	11-Sep-17	26-Sep-17	Oct-19	**Adjudicado**
TR-15	Adición Reactores 20 MVAR Guasquitas 230 kV									
TR-16	Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC) S/E Panamá II 230 KV	GG-037-2016	31-Ago-15	23-Sep-15	24-Nov-15	22-Dic-15	14-Feb-17	1-Mar-17	Aug-19	**Refrendado**
TR-17	Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC) S/E Llano Sánchez 230 KV									
PP-21	Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles para la Subestación Panamá III	ETE-DPY-GP-334-2016	28-Jun-17	5-Jul-17	27-Ago-17	11-Sep-17	10-Dic-17	25-Dic-17	Oct-19	**Por publicar**
PP-23	Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles para el Autotransformador T2 en la Subestación Changuinola.	ETE-DPY-GP-184-2016	28-Jun-17	5-Jul-17	27-Ago-17	11-Sep-17	10-Dic-17	25-Dic-17	Aug-20	**Por publicar**
PP-24	Aumento de la Capacidad de la Línea de Transmisión Veladero - Llano Sánchez - El Coco - Panamá II, 230 kV.	ETE-DPY-2016	1-Jul-17	8-Jul-17	30-Ago-17	14-Sep-17	13-Dic-17	28-Dic-17	May-20	**Por publicar**
NA-25	Aumento de Capacidad de la Línea existentes Panamá II – Chepo.	2016-2-78-0-99-LP-007970	22-Dic-16	11-Ene-17	09-May-17 (Cancelado)				Jul-20	**Cancelado**
NA-26	Construcción de la Nueva Línea de Transmisión Eléctrica Chepo - Metetí, 230kv								Jul-23	
NA-27	Construcción de la Nueva Subestación Chepo								Jul-20	
	Construcción de la Nueva Subestación Metetí								Jul-23	
NA-28	Repotenciación L/T Mata de Nance - Veladero, 230 KV	2016-2-78-0-04- LP-007968	22-Dic-16	17-Ene-17	14-Mar-17	29-Mar-17	27-Jun-17		Nov-19	**Desierto**
NA-31	Construcción de Línea Subterránea Cáceres - Panamá de 115 kV	2016-2-78-0-08-LP-007894	24-Oct-16	11-Nov-16	13-Ene-17 (Cancelado)				Nov-19	**Cancelado**
NA-41	Adición Banco Capacitores 30 MVAR Llano Sánchez 230 kV	2016-2-78-0-99-LP-007064	2-Jun-16	20-Jun-16	26-Oct-16 (Cancelado)				Mar-20	**Cancelado**
NA-42	Adición Banco Capacitores 90 MVAR Veladero 230 kV									
NA-43	Adición Banco Capacitores 60 MVAR San Bartolo 230 kV									
NA-66	Repotenciación L/T Guasquita - Veladero, 230 KV	2016-2-78-0-04- LP-006629	15-Ene-16	2-Feb-16	30-Mar-16	12-May-16 (desierto)			May-19	**Desierto**

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 9
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

DIAGNOSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

Del análisis realizado para el periodo de largo plazo 2021-2026, se determinó que para evitar que sistema presente congestiones y cumpla con los criterios de calidad y seguridad se deben toman en cuentas las siguientes observaciones.

Una vez se cumpla con la entrada en operación de todos los proyectos de Corto Plazo y los aquí enunciados, no se tendrá limitaciones para la trasferencia de potencia desde el occidente.

Compensación Reactiva

Debido a los grandes volúmenes de energía que se transportan del área de occidente hacia centro de carga en las horas de demanda máxima se presentan caídas de voltaje tanto en el área central (S/E Llano Sánchez) y Panamá Norte (Colon) que provocarían el colapso del sistema a pesar de que se cuentan con los SVC, mismos que estarían operando al máximo de su capacidad, por lo tanto para el año 2021 se debería estar disponible en la S/E Santa Rita 40MVAR (+20MVAR), mientras que para el año 2022 periodo lluvioso se tendría disponible en la S/E Llano Sánchez 180MVAR (+60MVAR) esto con la finalidad de mantener los SVC a niveles cercanos a 0MVAR con la finalidad de contar con aportes reactivos en caso se presente alguna contingencia y no en estado estable.

Repotenciación de la Línea 1 (Veladero - Panamá)

Para el año 2022 se presentan sobrecargas en esta línea debido a los grandes flujos de energía que se tienen desde occidente, toda vez que el sistema interconectado de Panamá se encuentra diseñado de forma radial las líneas 2 y 3 (Rate 500MVA) se verían limitadas por lo flujo que se podrían transportar por la línea 1 (Rate 275 MVA) por tratarse de líneas que están conectadas en paralelo. Esta situación debe ser corregida repotenciando la línea 1, cambiando el conductor existente por un conductor de alta temperatura ACCC – DOVE 714 Kcmil.

De no repotenciarse dicha línea se limitaría el flujo desde occidente provocando generación obligada.

Cuarta Línea (Chiriquí Grande – Panamá III)

Para el PESIN 2016 (no fue aprobado) se tenía como fecha de entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II) para el año 2020, además del proyecto Boca Térmica, para poder evacuar dicha generación se hacía necesario la construcción de un nuevo circuito (4ta línea) diseñada para operar en 500KV, pero operada inicialmente en 230KV, dicha línea se conectaría desde la nueva S/E Chiriquí Grande hasta la S/E Panamá III. Con el retraso presentado en la construcción del proyecto hidroeléctrico en mención y la planta térmica de carbón, se procedió a realizar el análisis para determinar el año en que se justifica la

construcción de la 4ta línea, en el mismo se determinó que el proyecto debe estar operando en 230KV en el 2023 y con la entrada del proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro en el 2026 ya debería estar disponible a 500KV.

Nueva línea Panamá – Panamá III

Los grandes volúmenes de energía demandados en el centro de carga (Panamá) provocarían sobrecargas en las líneas que conectan la S/E Panamá III y S/E Panamá por lo tanto sería necesario la instalación de un nuevo circuito para garantizar que no se presenten sobrecargas en este corredor en el año 2026.

Interconexión Darién

Como parte política de la integración al SIN de la provincia de Darién se estudia la conexión del mismo mediante un circuito desde la S/E Chepo a la nueva subestación en Meteti para mediados del 2023.

A continuación, se muestra el resumen de generación de los casos de largo plazo y el resumen de transferencias.

Tabla 9.1 Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Largo Plazo

	2022			2024			2026		
	Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin
Demanda Gen.	2346.70	1994.00	1527.12	2562.18	2173.68	1659.47	2784.38	2359.14	1797.67
Gen. Tot Occ. Hidro	1516.02	1463.84	1122.98	1512.18	1472.77	1117.83	1774.59	1772.23	1401.76
Transferencia	1339.00	1292.00	982.00	1400.00	1347.00	987.00	1607.00	1508.00	1110.00
Hidro desplazada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Termica Desplazada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generacion obligada	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 9.2 Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima del Periodo de Largo Plazo

Periodo Lluvioso	2022			2024			2026		
	Dem Max	Instalada	% Gen	Dem Max	Instalada	% Gen	Dem Max	Instalada	% Gen
Eolica	109.88	439.50	25%	109.88	439.50	25%	96.15	384.50	25%
Solar	178.30	297.28	60%	235.37	392.28	60%	241.37	402.28	60%
Hidro Occid.	1516.02	1598.26	95%	1512.18	1602.76	94%	1774.59	1914.57	93%
Hidro Oriente	0.00	0.00	0%	0.00	0.00	0%	0.00	0.00	0%
Hidro Centro	11.71	12.34	95%	11.71	12.34	95%	11.71	12.34	95%
Termica	239.00	1727.35	14%	401.25	2087.95	19%	368.76	2065.05	18%
BioGas	9.50	10.00	95%	9.50	10.00	95%	9.50	10.00	95%
ACP (Hidro)	22.00	58.50	38%	22.00	58.50	38%	22.00	58.50	38%
Minera Panama	260.30	274.00	95%	260.30	274.00	95%	260.30	274.00	95%
Total Gen	2346.70	4417.23	53%	2562.18	4877.33	53%	2784.38	5121.24	54%
Gen Renovable	1825.40		78%	1878.63		73%	2133.32		77%

Capítulo 10
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidroeléctricas, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2021 – 2031, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Adición de Banco de Capacitores de 20 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV (Segunda Etapa)

Para el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, es necesario la instalación de un banco de capacitores de 20 MVAR en la S/E Santa Rita para complementar con los 20 MVAR previamente instalados en el año 2020.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2019
Inicio de Operación: julio de 2021
Costo total estimado: B/. 6,302,000

2. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2019, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

Para el año 2017 se tiene contemplado la entrada en operación de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, será necesario cambiar el conductor de la misma a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, reparación de elementos de las torres y, de ser necesario, instalación de torres nuevas para adecuarse a los requisitos del nuevo conductor.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo

que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Se ha estimado que el costo del proyecto es de B/. 116,061,000

Estado: en diseño
Inicio de Operación: julio 2022

3. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Llano Sánchez

Con el objetivo de mantener el SVC en la subestación Llano Sánchez al mínimo durante la operación en estado estable del sistema eléctrico, es requerida la adición de 60 MVAR en bancos de capacitores.

Estado: en diseño
Inicio de Operación: julio de 2022
Costo estimado: B/. 11,324,000

4. Línea a Darién: Chepo – Metetí 230 KV

Nueva línea de 230 KV Chepo – Metetí, circuito sencillo en torres para doble circuito, 170 km. de longitud aproximadamente, con conductor 750 ACAR, con capacidad de 329 MVA/circuito a una temperatura de 80°C para condiciones normales de operación y 370 MVA/circuito a 90°C en emergencia. Se necesita servidumbre para esta nueva línea de 230 KV de 40 metros.

Nueva subestación Metetí 230 KV, en esquema de interruptor y medio GIS, con dos naves, la primera de tres (3) interruptores, para la conexión de las líneas proveniente desde la S/E Chepo y la conexión del transformador propiedad de ENSA para la distribución en el área. La segunda con dos (2) cuchillas, para completar el esquema de la subestación, operando inicialmente en forma de anillo.

Estado: en diseño
Entrada en Operación: julio 2023
Costo estimado: B/. 74.989,000

5. Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido al incremento de generación hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país entre los años 2017 – 2023, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 640 MW, que sumado a los 1,980 MW existentes daría un total de 2,660 MW de generación, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Debido a que las líneas de transmisión que provienen del occidente del país, incluyendo la tercera línea, actualmente solo tienen capacidad para un total de 2,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión desde el occidente para poder transmitir de forma confiable, segura y eficiente toda la generación hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de acuerdo al orden de mérito de las unidades generadoras.

Para esto se ha considerado la construcción una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, Subestación Chiriquí Grande, hasta una nueva subestación de transmisión en el área de la ciudad capital, Panamá III. Debido a las restricciones de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión, se ha considerado que esta nueva línea sea de 500 KV (operando inicialmente en 230 KV) y dos conductores 750 ACAR por fase, con una longitud aproximada de 330 km. Esta línea tendría una capacidad

aproximada de 1,280 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,856 MVA en condiciones de emergencia (588 y 653 MVA operando en 230 KV).

Con esto se garantiza que el sistema de transmisión pueda transportar toda la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón hasta después del año 2030.

Para este proyecto, además de la construcción de esta nueva línea, se debe considerar el espacio suficiente para la construcción futura del patio de 500 KV en la subestación Panamá III, con la adición de tres transformadores de potencia de 500 MVA cada uno, para cumplimiento del criterio de seguridad N-1 y un SVC en 230 kV de +250/-30 MVAR, al igual que en Chiriquí Grande.

Se ha previsto la entrada en operación de esta línea inicialmente en 230 KV, en el año 2023, junto con la S/E Chiriquí Grande 230 KV y la ampliación necesaria en Panamá III 230 KV. Posteriormente, en el año 2026 será necesario energizar la línea a 500 KV, con las ampliaciones necearías de las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III a 500 KV.

Etapa I: operación en 230 KV
Inicio de Operación: julio de 2023
Costo total: B/. 309.398,000

Etapa II: operación en 500 KV
Inicio de Operación: julio de 2026
Costo total: B/. 301,932,000

6. Subestación El Coco 230 KV

La empresa Unión Eólica Panameña (UEP) construyó el Parque Eólico Penonomé, con capacidad instalada de 270 MW (y posibilidad de ampliación). Para la conexión de este parque eólico, UEP construyó la Subestación El Coco, en esquema de interruptor y medio con tres naves, dos para la conexión de los dos circuitos de ETESA 230-12/13, los cuales se seccionan en esta subestación y una nave para la conexión de los dos transformadores elevadores de 230/34.5 KV a través de los cuales se inyectará la generación eólica. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las tres naves de 230 KV y los transformadores. El costo estimado para estas dos naves de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 20,701,000.

7. Subestación La Esperanza 230 KV

La empresa AES Panamá construyó la central hidroeléctrica Changuinola I, con capacidad de 223 MW. Para la conexión de esta central, AES construyó la Subestación la Esperanza y a la vez 8.5 km de línea de doble circuito, 230 KV, extendiendo el circuito 230-20 hasta dicha subestación. De manera similar a el caso de UEP, ETESA debe adquirir la nave de 230 KV de la Subestación La Esperanza y la línea de 230 KV, doble circuito de 8.5 km que se extendió desde el circuito 230-20. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV y la línea de 8.5 km, doble circuito 230 KV es de B/. 6,813,000.

8. Subestación 24 de diciembre 230 KV

La empresa de distribuidora ENSA, que posee la concesión para el servicio de Distribución de Energía Eléctrica en el sector Norte-Este del país, tiene dentro de sus planes de expansión para el año 2014, la entrada en operación de una nueva Subestación en el sector 24 de

diciembre, la cual repartirá carga que actualmente es alimentada mediante las S/E Tocumen y Geehan.

ENSA ha cumplido con las normativas al entregar la información solicitada en el Reglamento de Transmisión con su respectivo estudio eléctrico, el cual demuestra la correcta operación de la S/E 24 de diciembre sin desmejorar las condiciones operativas del SIN, por lo cual ETESA le ha otorgado la viabilidad de conexión definitiva al proyecto. En este estudio eléctrico se ha indicado que el punto de conexión de la nueva Subestación es seccionando el circuito 230-2A (Panamá II – Bayano).

El proyecto consiste en una extensión de aproximadamente 0.6 Km de doble circuito aéreo (integrado al anillo Panamá II – Pacora – Bayano) y un transformador 230/13.8 KV con capacidad de 30/40/50 MVA y con conexión Y-Y aterrizado.
La Subestación 24 de diciembre es en esquema Interruptor y medio, y contará con dos naves, una con 3 interruptores para el seccionado del circuito 230-2A y la otra con dos interruptores para la conexión del transformador que alimentará la carga a 13.8 KV. La nave y todos los equipos asociados que seccionan el circuito 230-2A pasarán a ser activos de ETESA tal cual solicita la ASEP, por entrar a ser parte del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 6,334 ,000.

9. Subestación Cañazas 230 KV

La empresa Petroterminales de Panamá (PTP) construyó una subestación para alimentar sus instalaciones en Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, la cual se conecta a las líneas de transmisión 230-29 y 230-30 de ETESA. Esta subestación tiene un esquema de anillo con tres interruptores 230 KV y un transformador 230/34.5 KV de 50 MVA conectado a la barra B de esta subestación. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición del patio de 230 KV de esta subestación. El costo estimado para el patio de 230 KV de la misma es de B/. 3,839,000.

10. Subestación Barro Blanco 230 KV

La empresa Generadora del Istmo, S.A. (GENISA) construirá la central hidroeléctrica Barro Blanco, con capacidad aproximada de 29 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá la S/E Barro Blanco 230 KV, que seccionará el circuito 203-6A (Veladero – Llano Sánchez). Esta subestación será con esquema de interruptor y medio, con una nave seccionando este circuito de ETESA y otra para la conexión de la central generadora. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición de esta nave de 230 KV. El costo estimado de la misma es de B/. 5,318,000.

11. Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV

La empresa Gas Natural Atlántico S. A. (GANA) construirá la central termoeléctrica Costa Norte, con capacidad de 381 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá una línea de trasmisión de aproximadamente 15 km con conductor de alta temperatura 1026 Drake ACCC para conectarse a la línea de 230 KV de Santa Rita – Panamá II, quedando así esta línea desconectada de Santa Rita. Esta línea formará parte del

Sistema Principal de Transmisión, por lo que será necesaria la adquisición de la misma. El costo estimado de la misma es de B/. 36,625,000.

12. Repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4

La empresa AES repotenció las líneas 115-1B, 115-1C, 115-2B, 115-3A, 115-3B, 115-4A y 115-4B mediante el cambio de conductor a un 605 ACSS de alta temperatura de operación. En vista de que estas líneas son propiedad de ETESA y forman parte del Sistema Principal de Transmisión, es necesario reembolsar estos costos a AES. El costo total es de B/. 12,150,000. (115-1 y 2: B/. 3,300,000 y 115-3 y 4: B/. 8,845,000)

13. Línea Progreso – Burica – Portón - Dominical

La empresa Hidroburica, S.A. construirá el proyecto hidroeléctrico Burica y para la conexión del mismo propone la construcción de una línea de Progreso – Burica – Portón –Dominical, formando así un anillo eléctrico entre Progreso y Dominical. Esta línea formaría parte del Sistema Principal de Transmisión, por lo que sería necesaria la compra de la misma, además de los patios de las subestaciones en las cuales entra y sale la línea. El costo total de estas ampliaciones sería de B/. 16,660,000.

14. Subestación Llano Sánchez Barra de 34.5 KV

Para la conexión de proyectos solares en la subestación Llano Sánchez 34.5 KV, fue necearía la extensión de la barra de 34.5 KV. El costo estimado de esta obra es de B/. 1,117,000.

15. Subestación Boquerón III Barra B de 34.5 KV

Para la conexión de la central hidroeléctrica RP-490, esta central tuvo de construir inicialmente la Barra B de 34.5 KV de dicha subestación, que es a la que se conectó el segundo transformador 230/34.5 KV de la misma. Con base a esto, es necesaria la adquisición de esta Barra B de 34.5 KV. El costo de la misma es de B/. 212,000.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 11
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo III-1 se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
TOTAL	**35,730**	**39,288**	**255,187**	**275,567**	**289,882**	**243,618**	**158,648**	**152,957**	**145,811**	**79,227**	**96,025**	**66,181**	**1,838,120**
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	**457**	**132**	**766**	**3,315**	**3,240**	**2,087**	**0**	**250**	**500**	**0**	**0**	**0**	**10,747**
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO				150	150								300
INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA		41	440										481
EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	457	91	50	50	50	50							748
AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT CHEPO - METETI								250	500				750
AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30				250	250								500
REPOSICION DE RECTIFICADORES			145	132									277
REPOSICION DE TORRES			131	131									262
REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS				60									60
REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II				2,036	2,036	2,037							6,109
REPOSICION DE HILO DE GUARDA CONVENCIONAL POR OPGW MDN-VEL				506	754								1,260

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 12
PLAN DE REPOCISIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-1 en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
PLAN DE REPOSICIÓN	**1,472**	**3,732**	**1,885**	**23,690**	**6,568**	**7,072**	**4,641**	**475**	**0**	**0**	**0**	**0**	**49,535**
REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	**1,472**	**3,732**	**1,885**	**20,140**	**5,707**	**2,250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**35,186**
SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	74		89										163
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA				3,754	109								3,863
REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA				3,394	680								4,074
REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA				3,756	0								3,756
REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	81	846	102										1,029
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	369	1,210	275										1,854
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	948	105		0									1,053
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV				1506									1,506
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV				360	530								890
REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS.,DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II			300	712	488								1,500
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV			71	250									321
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV			70	146	93								309
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV			70	300									370
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV			50	186									236
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV			50	253									303
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV				63	64								127
REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV				150									150
REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV				160									160
REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMAA 230 y 115 KV				750	750	750							2,250
REEMPLAZO CTs S/E MATA DE NANCE 115 KV				210									210
REEMPLAZO CTs S/E CALDERA/LLANO SANCHEZ 115 KV			90										90
REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA			79	97									176
REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN				600	600								1,200
REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II		921											921
REEMPLAZO EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA		155											155
REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS		288											288
REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS				193	93								286
REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR			0	400									400
REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6				150									150
EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES				400	300								700
AUTOMATIZACION DE S/E CACERES		207	139										346
SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES			500	500	500								1,500
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE				350									350
CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL				1,500	1,500	1,500							4,500

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 13
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-1 en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	**0**	**0**	**0**	**3,550**	**861**	**4,822**	**4,641**	**475**	**0**	**0**	**0**	**0**	**14,349**
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA					20	950	3,308	475					4,753
REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV				2,293		2,986	565						5,844
REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV				1,257	668	667	565						3,157
REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2					173	219	203						595

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 14
PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta general. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-1 en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
PLAN DE PLANTA GENERAL	**0**	**3,364**	**6,080**	**4,767**	**4,242**	**3,951**	**4,507**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**26,911**
EDIFICIO-ETESA			1,600	540	540	540	540						3,760
EQUIPO DE INFORMATICA		1,739	3,600	2,650	2,560	2,560	3,030						16,139
REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		1,625	880	891	818	851	937						6,002
TALLER DE S/E VELADERO				100	165								265
TALLER DE S/E PANAMA II				186	79								265
SALON DE REUNIONES VALBUENA					80								80
SUBESTACION PANAMA				400									400

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 15
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta de ampliaciones de conexión. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-1 en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
SISTEMA DE CONEXIÓN	**407**	**3,952**	**4,052**	**6,326**	**2,078**	**2,849**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**19,665**
REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	407	3,029	633										4,069
REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA		407	2,768	894									4,069
REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA				3,746	323								4,069
REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA				0	1,220	2849							4,069
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV		385	43										428
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV				350	150								500
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV			95										95
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV			141										141
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV		36		12									48
REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV				88									88
REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV		95											95
REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV			0	56	12								68
REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV				809									809
AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ			372	372	373								1,117

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 16
PLAN ESTRATÉGICO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de plan estratégico. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-1 en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
PLAN ESTRATEGICO	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,402**	**2,316**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7,718**
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV				0	5,402	2,316							7,718

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 17
CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el Sistema Interconectado Nacional y restricción en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva (Capacitores y SVC) que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2016 – 2020)

Año 2017:

El sistema de transmisión se refuerza mediante aumento de la capacidad de transformación y el ingreso de nuevas subestaciones. Los refuerzos mencionados permiten mejorar el despacho (seco y lluvioso), para todos los bloques de demanda, mas con ello no se eliminan las restricciones identificadas en los años anteriores por lo cual se presenta generación obligada en los escenarios analizados para mantener su operación de manera segura, sin violaciones a los criterios de calidad (voltaje y cargas en líneas) y seguridad (N-1).

Durante el periodo lluvioso, permanece la condición de déficit de reactivo en el SIN y restricciones en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente. Debido a ello no es posible lograr el despacho económico y se despacha generación obligada en el centro de carga. En todos los casos la contingencia más crítica es el disparo de la caldera de carbón en BLM por lo tanto es importante mantener activo el EDC.

Año 2018:

El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, a pesar que se adicionan refuerzos de compensación reactiva y la entrada en operación de la Tercera Línea a finales del 2017, la deficiencia de reactivo es notable y el sistema dista de operar de manera confiable sin romper el despacho económico aún con la entrada de bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II.

Año 2019:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema disminuye considerablemente las restricciones, pero en caso de aumentar los flujos al presentarse un aumento en la demanda o la instalación de nueva generación en el área de occidente se tendría limitaciones de flujos de potencia en los circuitos Mata del Nance – Veladero. Del mismo modo el aumento en el flujo en dirección hacia el Atlántico provoca sobrecarga en las líneas Panamá – Cáceres, debido a la baja generación en este sector y provoca restricciones para un despacho económico.

Año 2020:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto, se cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2021 – 2031)

Es importante mantener la reserva reactiva para mantener en SIN en condiciones de calidad y seguridad, además de prever con la antelación necesaria el aumento en la capacidad de transporte desde occidente.

Al analizar el año 2022, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2022 por sobre el año 2020. A pesar de que la generación en mención se da en el área del Colón el mismo no está eléctricamente conectado en esta área, por lo tanto, es importante la instalación de compensación reactiva para poder mantener los voltajes en el área de Colón, específicamente en la S/E Santa Rita.

Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de generación hidroeléctrica (Changuinola II) en el occidente, lo cual hace necesario la que la 4ta línea sea elevada a un nivel de voltaje más alto (500KV) con la finalidad de disminuir las perdidas, dicho proyecto se tiene contemplado tenerlo listo para el año 2024 pero operando en 2024 previendo que el proyecto Changuinola II puede entrar en operación en el segundo semestre del 2024.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

En cuanto a la expansión de transmisión de corto y mediano plazo, al incluir los proyectos aprobados y en elaboración, se verifica que el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos a partir del año 2020.

- Adición del transformador T4 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV) para mediados de 2017.
- Tercera Línea de Transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez-Chorrera Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito a completarse en su totalidad a finales del 2017.
- Doble circuito Santa Rita - Panamá II operado en 230 KV, para la conexión de la central Costa Norte a Panamá II 230 KV, para noviembre de 2017.
- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV) para diciembre del 2017.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV para el 2018.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV para mediados del 2019.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor 1200 ACAR con capacidad de 500MVA por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo

de Mata de Nance a Progreso) a mediados del 2019.

- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de ±120 MVAR a mediados del 2019.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas para octubre del 2019.
- Nueva Subestación Panamá III en 230 KV para recibir la generación futura proveniente de occidente, a finales de 2019.
- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC a finales del 2019.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo en noviembre de 2019.
- Subestación Burunga 230 KV en operación a finales del 2019.
- Subestación Sabanitas 230 KV en operación a finales del 2019
- Línea Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV para evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, a finales del 2019.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV en marzo del 2020.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV en mayo de 2020.
- Subestación Chepo, para alimentación de carga y conexión de proyectos futuros de generación y la repotenciación de la línea desde Panamá II hasta Chepo mediados del 2020.
- Adición de banco de capacitores de 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV para dar soporte de potencia reactiva en área de Colón, a mediados de 2020.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola. En mediados de 2020.
- Adición del T3 en Subestación Boquerón III. En mediados de 2020.

En cuanto a la expansión de largo plazo se consideran los siguientes proyectos que garantizan el correcto funcionamiento del SPT:

- Adición de banco de capacitores de 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV para dar soporte de potencia reactiva en área de Colón, a mediados de 2021.
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV debido a que cumplen casi 50 años de operación, pasando así de su vida útil. En julio de 2022.
- Adición de Banco de Capacitores 60 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV para dar soporte de potencia reactiva. A mediados de 2022.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV para transportar la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, operada inicialmente en 230 KV en julio de 2023 y a partir de julio del 2026 en 500 KV.
- Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV en enero de 2026.

- Adquisición de la Subestación El Coco 230 KV de Unión Eólica Panameña, para el año 2021
- Adquisición de Subestación La Esperanza 230 KV, de AES Panamá para el año 2019.
- Adquisición de Subestación 24 de Diciembre de ENSA en el año 2020.
- Adquisición de la Subestación Cañazas en el 2019.
- Adquisición de la Subestación Bella Vista (Barro Blanco) 230 KV de GENISA, para el año 2022.
- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV para el 2023.
- Reembolso repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4 para el 2021.
- Adquisición de la línea Progreso – Burica – Portón – Dominical en 2023, construida por Hidroburica.
- Adquisición de la Barra B de la Subestación Boquerón III 34.5 KV para el 2018.
- Adquisición de la Barra de la Subestación Llano Sánchez 34.5 KV para el 2020.

Capítulo 18
RECOMENDACIONES

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución. En largo plazo se plantean los proyectos en base a los análisis de los capítulos anteriores:

Tabla 18.1. Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2017

Item	Descripción del Proyecto		Nueva Fecha 2017
1	ADICIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ		Jul-17
2	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E CHORRERA		Sep-17
3	TERCERA LÍNEA LT 3 VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV		Oct-17
4	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA RITA - PANAMA II 115 KV***		Nov-17
5	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E LLANO SÁNCHEZ		Dec-17
6	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMÁ II		Dec-17
7	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES 90 MVAR S/E CHORRERA		Apr-18
8	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMÁ II		May-18
9	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E MATA DE NANCE		Feb-19
10	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E PROGRESO		Feb-19
11	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E LLANO SANCHEZ		Feb-19
12	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E PANAMÁ		Feb-19
13	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA GUASQUITA - VELADERO 230 KV		May-19
14	LÍNEA DE TRANSMISIÓN MDN-BOQ-PRO-FRONT 230 KV		Jul-19
15	SVC S/E LLANO SANCHEZ Y PANAMÁ II		Aug-19
16	ADICIÓN BANCO DE REACTORES S/E GUASQUITA Y CHANGUINOLA		Oct-19
17	SUBESTACIÓN PANAMÁ III 230 KV		Oct-19
18	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV		Nov-19
19	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRANEA PANAMÁ - CÁCERES 115 KV		Nov-19
20	SUBESTACIÓN BURUNGA 230 KV		Nov-19
21	SUBESTACIÓN SABANITAS 230 KV		Nov-19
22	LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV		Nov-19
23	ADICIÓN BANCO DE CAPACITORES S/E VELADERO, SAN BARTOLO Y LLANO SÁNCHEZ		Mar-20
24	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 S/E CHORRERA		Apr-20
25	REPOTENCIACIÓN DE LA SEGUNDA LÍNEA LT 2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV		May-20
26	LÍNEA A DARIÉN PANAMÁ II - CHEPO 230 KV	LT PANII-CHEPO	Jul-20
		S/E CHEPO	
27	ADICIÓN DE BANCO DE CAPACITORES S/E SANTA RITA (20MVAR-2020, 20MVAR-2021)		Jul-20
28	ADICIÓN TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA		Aug-20
29	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERÓN III		Aug-20
30	REPOTENCIACIÓN DE LA PRIMERA LÍNEA LT 1 VELADERO - PANAMÁ 230 KV		Jul-22
31	ADICIÓN DE BANCO DE CAPACITORES 60 MVAR S/E LLANO SÁNCHEZ		Jul-22
32	LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHEPO - METETI + S/E METETI 230 KV		Jul-23
33	CUARTA LÍNEA LT 4 CHIRIQUÍ GRANDE - PANAMÁ III 500 KV OPERANDO EN 230 KV		Jul-23
	SUBESTACIÓN CHIRIQUÍ GRANDE 230 KV		
34	LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ - PANAMÁ III 230 KV		Jan-26
35	CUARTA LÍNEA LT 4 CHIRIQUÍ GRANDE - PANAMÁ III 500 KV OPERANDO EN 500 KV		Jul-26
	SUBESTACIÓN PANAMÁ III 500 / 230 KV		
	SUBESTACIÓN CHIRIQUÍ GRANDE 500 / 230 KV		
	SVC S/E CHIRIQUÍ GRANDE		
	SVC S/E PANAMÁ III		

*** Proyecto modificado, S/E Costa Norte - S/E Panamá II

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco