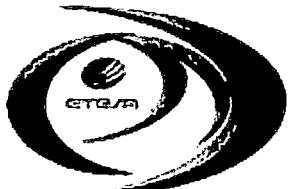


RESOLUCIÓN AN No. 15703 -ELEC DE 3 DE octubre DE 2019

ANEXO B



Centro Nacional
de Despacho

R. Rodríguez
24-9-19
143163

ETE-DCND-GOP-PMP-506-2019

24 de septiembre de 2019

Licenciado

Armando Fuentes

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

E. S. D.

Referencia: Informe de Confiabilidad para 2020 v2.

Respetado licenciado Fuentes:

En cumplimiento con lo establecido en el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad y considerando lo informado a la Entidad Reguladora a través de la nota ETE-DCND-GOP-PMP-485-2019 le remitimos el Informe de Confiabilidad para el año 2020 v2. En este informe se consideran los comentarios remitidos por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A (ETESA), así como la permanencia de las turbinas de gas BLMG5, BLMG6 y BLMG8.

Con los resultados obtenidos, el Centro Nacional de Despacho (CND) calculará la demanda máxima de generación mensual del sistema, en cumplimiento al numeral 5.1.1.12 de las citadas Reglas Comerciales

Atentamente,

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho.

Adj: INFORME DE CONFIABILIDAD_2020_v2.pdf

ASEP RELCP, 24SEP19 PH 2:44

SEPTIEMBRE DE 2019



Centro Nacional
de Despacho

INFORME DE CONFIABILIDAD 2020 V2

GOP-52-09-2019

GRUPO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE MEDIANO Y LARGO PLAZO
CND



INDICE

1. GLOSARIO	2
1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. INTRODUCCIÓN	5
3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS.....	5
4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD	7
5. MODELOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO	10
6. METODOLOGÍA.....	10
7. DATOS UTILIZADOS.....	15
8. RESULTADOS OBTENIDOS	20
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	28

1. GLOSARIO

CH: Central Hidroeléctrica.

CENS: Costo de Energía No Suministrada (\$/MWh). Resultado de valorizar la Energía No Suministrada.

CRES: Costo de Reserva (\$/MW). Resultado de valorizar la potencia de reserva.

CT: Central Termoeléctrica

DMG: Demanda Máxima de Generación (MW). Dentro de un periodo dado, es el máximo requerimiento de la capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.

DT: Demanda Total (MW). Es la generación máxima que se necesita para cubrir los requerimientos de demanda máximos proyectados.

DTO: Demanda Total Óptima (MW). Es la Demanda Total que el parque de generación existente puede cubrir confiablemente.

EENS: Valor Esperado de Energía No Suministrada (MWh).

FD: Factor de Demanda. Constante utilizada para realizar las sensibilidades de demanda (%).

FCAP: Factor de Capacidad. Factor que mide la capacidad de adaptación del parque de generación existente a la demanda máxima prevista para el período de tiempo del estudio (1 año).

NCR: Número de Series Hidrológicas. Cantidad de escenarios hidrológicos con que la herramienta CORAL determina la EENS para cada FD evaluado.

PFTO: Potencia Firme Total Ofertada. Es la sumatoria de las Potencias Firmes de los Agentes Generadores.

PFTR: Potencia Firme Total Requerida. Es la Potencia Firme que se necesita para cubrir satisfactoriamente las proyecciones demanda.

PPOT: Precio de Potencia. Precio de Potencia máximo regulado.

PRES: Potencia de Reserva (MW). Potencia de reserva con la que se puede cubrir confiablemente la demanda.



SAERLP: Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.



1. RESUMEN EJECUTIVO

La demanda utilizada en el presente estudio para el año 2020 corresponde a la proyección de demanda del Informe Indicativo de Demandas correspondiente al período 2020 – 2040.

La proyección de energía demandada para el año 2020 es de 10,945.62 GWh, mientras que el valor máximo de la potencia asociada a considerar es de 1,776.52 MW, misma que representa la demanda de los consumidores incluyendo la carga parcial del Autogenerador Minera Panamá durante el mantenimiento anual de una de sus unidades, así como una estimación de las pérdidas en la red de transmisión.

Adicionalmente, se consideran las unidades de generación bajo supervisión del Centro Nacional de Despacho (CND), las unidades que representan las ofertas de los Autogeneradores Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá. También se considera el retiro de las unidades MIRG6, MIRG8 y la C. T. Cerro Azul.

Este estudio toma en consideración una Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) de 2,302.32 MW.

En atención a lo indicado por la Entidad Reguladora en la nota DSAN-2274-19 del 5 de agosto de 2019, se evaluaron los siguientes escenarios:

Escenario 1: Utilización de la metodología actual de cálculo de la reserva de confiabilidad descrita en la sección 6 de este documento.

La reserva de confiabilidad requerida para el año 2020 para el Escenario 1 es de:

RO = 175.49 MW que representa un **9.88%** de la Potencia Máxima prevista para el 2020.

Escenario 2: Cálculo de la reserva de confiabilidad como el promedio de las reservas de confiabilidad de los años 2017, 2018 y 2019.

El promedio de las reservas de confiabilidad correspondiente a los años 2017, 2018 y 2019 da como resultado 9.35% de reserva de confiabilidad



Escenario 3: Cálculo de la reserva de confiabilidad como el promedio de las reservas de confiabilidad de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 según lo descrito en el escenario 1. En este escenario se obtiene una reserva de confiabilidad de 9.49%.

Escenario 4: Cálculo de la reserva de confiabilidad del escenario 1 considerando el costo promedio de potencia en contratos de suministro en la tarifa de clientes regulados de 18.76 B/./kW-mes. El requerimiento de reserva resultante en este escenario es de 136.27 MW (7.67%) para la confiabilidad del suministro en el año 2020.

2. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene el estudio de seguridad para el abastecimiento de la demanda prevista para el 2020 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el cual se define la Reserva de Confiabilidad atendiendo a los criterios de calidad y confiabilidad vigentes y así garantizar el suministro de energía en el sistema eléctrico panameño.

En este estudio se utilizan las proyecciones de demanda del Informe Indicativo de Demandas 2020 – 2040, el valor de la energía no suministrada de 2890¹ \$/MWh y, adicionalmente, se utiliza el precio máximo de la potencia previsto para las transacciones en el mercado ocasional de 8.96² \$/kW-mes para la metodología vigente de cálculo de la reserva de confiabilidad considerada en los escenarios 1, 2, y 3 de este informe.

En cuanto a aspectos normativos es importante señalar que el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad en Panamá, establece que el Centro Nacional de Despacho (CND) calcula este nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidades vigentes. Dicho nivel de reserva será propuesto en el presente Informe de Confiabilidad para la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS

¹ Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 12831-ELEC del 16 de octubre de 2018.

² Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29/10/2009.



Las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad establecen en su glosario de definiciones las siguientes:

- **Demanda Máxima de Generación:** Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.
- **Obligación de contratar:** Es la obligación de garantía de suministro de un Distribuidor.

Adicionalmente, el literal 6.2.1.1 de la misma normativa indica que:

“Cada Distribuidor está obligado a contratar la Potencia Firme de Largo Plazo mediante Contratos de Suministro para cubrir la demanda máxima de generación de sus clientes regulados y de todos los Grandes Clientes de su zona de concesión, incluyendo a aquellos Grandes Clientes que estando previamente conectados a su red de Distribución se conecten directamente al Sistema de Transmisión, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra”

En el literal 5.1.1.12 señala que es el CND la entidad que debe calcular la demanda máxima de generación mensual del sistema totalizando las siguientes variables:

- La demanda máxima mensual prevista para el sistema.
- Las pérdidas de transmisión en período de demanda punta.
- La reserva de confiabilidad de largo plazo.

Al igual que el cálculo de la demanda máxima de generación prevista, el CND debe considerar la demanda interrumpible, de existir, para cada Participante Consumidor previsto para el año 2020 incluyendo la asociada a los clientes regulados de cada Distribuidor.

Es importante resaltar que el producto potencia firme de largo plazo que venden los Participantes Productores y las empresas Distribuidoras con generación propia ya incluye un determinado nivel de reserva considerado por la indisponibilidad definida como la tasa de salida forzada en el caso de centrales termoeléctricas, y al considerar los años con baja hidrología para las centrales hidroeléctricas, dado el compromiso que asume el Participante Productor para proveer esta potencia durante todo el período que la comercializa. Es decir, cuando la demanda máxima de generación se cubre con potencia firme de largo plazo, ya sea



a través de contratos o del servicio auxiliar especial de reserva de largo plazo, la demanda también adquiere reserva.

En consecuencia, la reserva para confiabilidad de largo plazo es la reserva adicional requerida a la que ya provee la potencia firme de largo plazo para el cumplimiento por parte del sistema de los criterios de confiabilidad.

En atención a lo indicado por la Entidad Reguladora en la nota DSAN-2274-19 del 5 de agosto de 2019; se evaluarán en el presente informe los siguientes escenarios:

Escenario 1: Utilización de la metodología actual de cálculo de la reserva de confiabilidad descrita en la sección 6 de este documento.

Escenario 2: Cálculo de la reserva de confiabilidad como el promedio de las reservas de confiabilidad de los años 2017, 2018 y 2019.

Escenario 3: Cálculo de la reserva de confiabilidad como el promedio de las reservas de confiabilidad de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 según lo descrito en el escenario 1.

Escenario 4: Cálculo de la reserva de confiabilidad del escenario 1 considerando el costo promedio de potencia en contratos de suministro en la tarifa de clientes regulados de 18.76 B/./kW-mes.

Los resultados de estos cuatro escenarios se describen en la sección 8 de este documento.

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

El CND como entidad que presta el servicio público de operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene entre sus funciones, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 60 del texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la planificación de la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.

Lo anterior, sumado a la responsabilidad otorgada al CND de calcular el nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y de confiabilidad vigentes,



hace necesario considerar algunos criterios mínimos que complementen los aspectos técnicos con el aspecto económico.

En este proceso, técnicamente hay que concluir que el logro de los niveles de calidad objetivo en la operación de un mercado eléctrico requiere que el sistema eléctrico pueda mantenerse con las centrales de generación en sincronismo ante los eventos más previsibles. Tomemos en cuenta algunos eventos como lo son las salidas de unidades de generación y elementos de transmisión (calidad del servicio), y que ocurrido cualquiera de las anteriores los niveles de tensión y frecuencia estén dentro de rangos preestablecidos (calidad de la energía eléctrica) en el Reglamento de Transmisión.

Pero alcanzar ese nivel de calidad no depende solamente de la disponibilidad de los generadores y de los elementos de transmisión, sino también del nivel de las reservas que el sistema dispone en el tiempo a corto y largo plazo.

Las reservas de corto plazo son las requeridas en cada instante para garantizar la operatividad y calidad del sistema eléctrico, corregir las diferencias cuando ocurren alejamientos entre la generación y la demanda, y cubrir contingencias minimizando el riesgo del colapso del SIN.

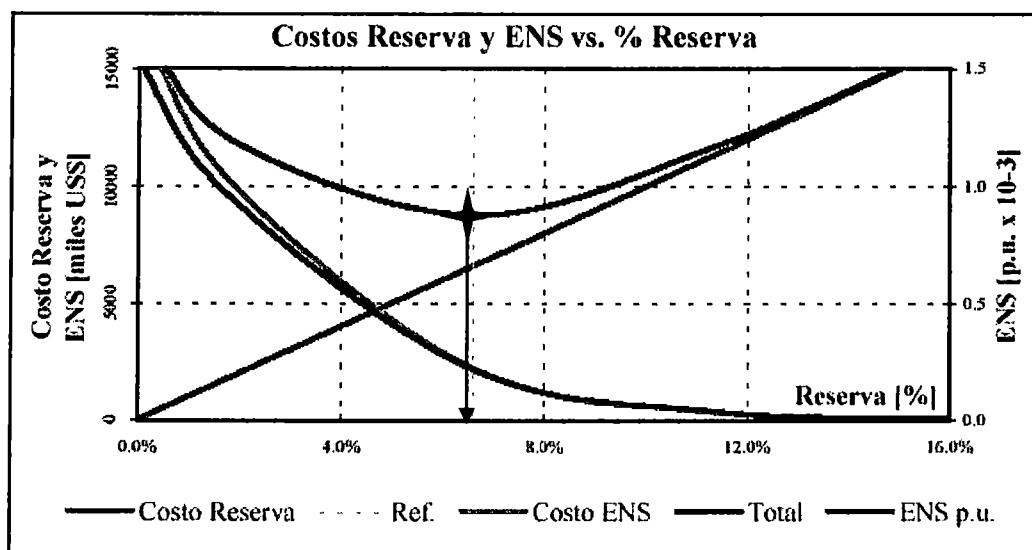
Las reservas de largo plazo, o mejor conocidas como las reservas para confiabilidad, son las que permiten garantizar que el sistema disponga de capacidad suficiente para abastecer la máxima demanda anual más pérdidas técnicas por el transporte de los bloques de energía.

Desde el punto de vista normativo se han definido niveles de calidad para una operación técnica adecuada y así establecer los márgenes de “reserva” requeridos para la operación confiable que realiza el CND como operador del SIN, tanto en el corto plazo (reserva operativa) como en el largo plazo (suficiencia). En la actualidad, si bien la reserva para confiabilidad es el resultado de un análisis para el siguiente año, se entiende que, dentro del escenario de largo plazo, hay otras diligencias que se realizan con la finalidad de garantizar la suficiencia, como lo es la contratación a largo plazo por parte de los Agentes Distribuidores.

Si bien hasta este momento hemos resumido los aspectos técnicos, queda pendiente acoplar la revisión económica que está inmersa en el análisis requerido para un ambiente de mercado eléctrico competitivo. En este escenario, el nivel de reserva depende de una evaluación de costos y de la característica técnica del sistema, la cual se está realizando, mediante la revisión “técnico-económica”, que el CND lleva a cabo desde el año 2008 con el proceso vigente. Como se aprecia en la Gráfica 1, cuanto mayor sea la reserva el sistema tendrá un mayor

costo operativo por tener que remunerar dicha reserva, pero al mismo tiempo se incrementa la calidad y se reduce el costo asociado a eventuales cortes de carga.

Existe por lo tanto una relación de compromiso entre reserva y calidad que debe evaluarse para determinar la cantidad óptima de potencia en reserva requerida y que minimiza el costo total (reserva más calidad). En detalle podemos observar que la Gráfica 1 muestra conceptualmente la relación que existe entre el monto de la potencia en Reserva Óptima con los costos asociados a la falta de suministro y la potencia de reserva disponible en el sistema.



Gráfica 1: Relación de los costos de la potencia en reserva con respecto a los costos de la energía no suministrada y el porcentaje de potencia de reserva disponible.

Cabe destacar que los conceptos indicados tienen un rango de validez definido por una calidad mínima que el mercado debe garantizar independientemente del costo que signifique en términos operativos y/o de reservas. En este sentido podemos mencionar como criterios de calidad mínimos la potencia requerida como reserva operativa (MRO.2.1), reserva rodante (MRO.2.2) y la reserva regulante (MRO.2.3).

5. MODELOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO

Este estudio utiliza los modelos informáticos SDDP y el CORAL, siendo este último el empleado por el CND para calcular los índices de confiabilidad asociados a montos esperados de energía no suministrada que incluyen restricciones de transporte.

El estudio consiste en determinar los valores de EENS resultantes para cada semana del año 2020 utilizando el modelo CORAL, considerando contingencias sólo a nivel de generación y teniendo en cuenta la red de transporte para así considerar las restricciones que esta impone al flujo de potencia activa por la posible congestión resultante en cada situación operativa.

El procedimiento considerado utiliza el SDDP en las mismas condiciones como se realiza en el Despacho Semanal con la diferencia que en este proceso se incluye la nueva proyección demanda tomada del Informe Indicativo de Demanda para el 2020 a fin de obtener la potencia de la generación hidroeléctrica sin fallas, considerando las restricciones a nivel de hidrología. Seguidamente, por medio del modelo CORAL, se realiza la evaluación de la confiabilidad con el cálculo de la EENS.

6. METODOLOGÍA

Para el cálculo del nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios propuestos en el punto 4 de este documento, tanto para potencia como energía, se establece la siguiente metodología.

6.1. Disponibilidad de Generación

Como primer paso para determinar la Potencia Firme correspondiente a la Reserva de largo plazo requerida en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá (MME), se determina la capacidad disponible de generación de las plantas de generación existentes, la cual permitirá abastecer la demanda futura considerando la configuración de la red eléctrica.



6.2. Cálculo de Índices de Confiabilidad (CORAL)

La demanda total del sistema (DT [MW]) utilizada es la que resulta de la proyección del Informe Indicativo de Demanda que realiza el CND desagregada para cada semana del año 2020, obtenida como la sumatoria de las demandas en cada nodo de entrega del sistema eléctrico nacional.

No se toman en cuenta las exportaciones ni las importaciones de energía de oportunidad a través de la interconexión internacional por no considerarse firmes. En cuanto a las exportaciones, las características de interrumpibilidad le asiste por normativa al CND como Operador del Sistema Eléctrico Panameño para salvaguardar la seguridad del sistema y evitar en lo posible un colapso total o parcial del SIN, de la misma manera que el centro de control del país exportador tiene la autoridad para interrumpir el envío de energía por condiciones que atenten contra la seguridad de suministro en su sistema.

Como resultado de la simulación se obtienen los índices de confiabilidad resultantes para cada semana del año 2020 y cada serie hidrológica, lo cual se traduce en los montos de EENS que se muestran en la sección de resultados de este informe.

6.3. Análisis de sensibilidad aplicada a la demanda

En las simulaciones con el CORAL se realizan los cálculos, indicados en la sección 6.2, para diferentes niveles de la demanda informadas por los Participantes Consumidores. Para tal efecto, sobre los valores de demanda utilizados en el Escenario Base se les multiplicó por el denominado Factor Demanda (FD), siendo este valor una constante que se encuentra delimitada en el rango ($\pm 20\%$ en pasos de 5%), para determinar la Reserva Óptima. Como resultado se obtienen nuevos valores de demanda para cada semana del año 2020 asociados a cada valor de FD.

Sin modificar los valores de disponibilidad de generación utilizados en el escenario base para cada semana y cada serie hidrológica, se utiliza nuevamente el modelo CORAL para el análisis de confiabilidad para cada uno de los nuevos escenarios de demanda (FD).

Como resultado se obtienen los valores de EENS resultantes para cada semana del año 2020, cada serie hidrológica y cada valor de FD y los correspondientes valores anuales promedios.



6.4. Potencia Firme Requerida

El procedimiento indicado en los puntos anteriores aporta la información requerida para determinar la **PRES** (Óptima) [**MW**] que requiere el sistema para minimizar los costos totales (reserva más confiabilidad) en cada año.

Para tal fin, se definen las siguientes variables:

- El costo regulado de la EENS (**CENS [\$/MWh]**).
- El costo unitario de la reserva (**CRES [\$/MW]**).

El **CENS** utilizado debe ser aquel valor que refleje el costo social de no contar con el suministro de energía eléctrica. Se toma el valor que actualmente el CND utiliza para realizar el despacho económico de generación (2,890 \$/MWh)³.

En relación al Costo de la Reserva en el MME de Panamá no está definido un valor para este parámetro. Sin embargo, sí existe un precio máximo para la potencia a comercializar para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (SAERLP) al cual se remunera la Potencia Firme de generación que participa de este servicio.

Los valores de Potencia Firme total del sistema y Potencia de Reserva requerida están correlacionados, ya que ambos están asociados a la calidad del abastecimiento de energía eléctrica. En función de ello se utiliza como **CRES (\$/MW)** el precio máximo regulado para el SAERLP del MME de Panamá⁴.

La **EENS** obtenida para cada nivel de demanda en los escenarios Base y de sensibilidad, determinan una función que relaciona la **EENS** anual, el comportamiento hidrológico promedio, con la demanda total del sistema (**DT**) correspondiente al año 2020. Dicha función en general será de tipo exponencial con exponente positivo, indicando esto que la **EENS** se incrementa a medida que se aumenta la demanda máxima del sistema para una misma capacidad instalada de generación.

$$EENS = e^{+k+\beta \times \ln(DT)}$$

³ Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 12831-ELEC del 16 de octubre de 2018.

⁴ Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29 de octubre de 2009.

Donde las constantes k y β son coeficientes resultantes de representar los datos mediante regresión lineal.

La potencia en reserva del sistema (**PRES [MW]**) se obtiene como diferencia entre la capacidad instalada de generación (**Cap. Ins. [MW]**) y la **DT [MW]** del sistema.

$$PRES[MW] = Cap.Ins[MW] - DT[MW]$$

Dado que la **Cap. Ins.** de generación es una constante, es posible expresar la condición óptima de la potencia de reserva en función de la demanda máxima total del sistema:

$$\frac{PPOT}{VENS} = -\frac{d(EENS)}{dPRES} = -\frac{d(EENS)}{dT} \times \frac{dT}{dPRES} = +\frac{d(EENS)}{dT}$$

El valor de **DT** para el cual se cumple la igualdad anterior, denominado **DTO**, permite determinar la Reserva Óptima del Sistema para la capacidad instalada de generación existente.

La **DTO** en general diferirá de la **DT** prevista para el año 2020. Si **DTO** es mayor que **DT** significa que el sistema tiene un exceso de capacidad instalada de generación y, por lo tanto, habría que remunerar por la participación en el SAERLP sólo una parte de la misma. En cambio, si **DTO** es menor a la **DT** significará que el sistema tiene menor reserva que la óptima y por lo tanto toda la capacidad existente de generación debe ser remunerada por su participación en el SAERLP.

Es posible así determinar el denominado Factor de Capacidad (**FCAP**) que mide el grado de adaptación del parque de generación existente a la demanda de generación prevista para el año 2020 en el sistema eléctrico panameño.

$$FCAP = MAX(1.0, DTO / DT) \geq 1.0$$

El **FCAP** será mayor que 1.0 si existe un exceso de capacidad instalada de generación para atender la demanda de generación del año 2020 e igual a 1.0 en caso contrario, es decir, si no existe tal exceso de capacidad instalada.



La Potencia Firme Total ofertada (**PFTO [MW]**) se obtiene como la suma de las Potencias Firmes individuales de las centrales de generación. Para el caso de las centrales hidroeléctricas se considera su Potencia Firme calculada por el CND de acuerdo a la regulación vigente y para las centrales térmicas se considera la potencia efectiva afectada por los índices de indisponibilidad.

$$PFTO[MW] = \sum_G PF_G[MW]$$

Donde:

G: Cada uno de los generadores con $PF > 0.0$

La Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) para el SAERLP en el año 2020 se propone determinarla como el cociente entre la **PFTO** y el **FCAP**.

$$PFTR[MW] = \frac{PFTO[MW]}{FCAP}$$

De esta forma:

- La **PFTR** será igual a la **PFTO** en el caso de que el sistema tenga un nivel de reserva inferior al óptimo.
- La **PFTR** será menor a la **PFTO** en el caso que exista un exceso de capacidad instalada respecto a lo requerido por la demanda como reserva óptima.

El factor que relaciona ambas magnitudes será el **FCAP**.

Por otra parte, la **PFTR** será igual a la Demanda de Generación (**DG**) que debe determinar el CND de acuerdo con la reglamentación vigente, lo cual permite por último determinar la reserva para confiabilidad (**RCONF**) expresada como un porcentaje de la **DT** prevista para el año 2020.

$$DG[MW] = PFTR[MW]$$

$$RCONF = \frac{DG[MW]}{DT[MW]} - 1$$



6.5. Efecto de la Red de Transporte

La determinación de la reserva requerida para confiabilidad de acuerdo con el procedimiento antes indicado se basa en determinar la **EENS** por contingencia de generación teniendo en cuenta la red de transporte sólo para los efectos de considerar las restricciones que ésta impone en el flujo de potencia activa resultante en cada situación operativa. Es decir, no se incluye en la determinación de la **EENS** las contingencias de los componentes del sistema de transporte.

La inclusión de contingencias en el sistema de transporte daría como resultado un incremento en la **EENS** y valores de confiabilidad diferentes en cada nodo del sistema de transporte, análisis que no está dentro de los objetivos del presente estudio. En áreas con excedentes de generación (áreas exportadoras) la **EENS** comparada con la demanda del área será menor que la que se obtiene en áreas importadoras.

7. DATOS UTILIZADOS

De una forma general, se describe a continuación el conjunto de datos utilizados en el Modelo de Confiabilidad:

7.1. Condiciones Iniciales

Con los resultados de la simulación estocástica de la semana 35 del año 2019, se obtienen los niveles iniciales de los embalses Fortuna y Bayano para el año 2020 y el comportamiento hidrológico que permite determinar la potencia disponible de las centrales hidroeléctricas sin fallas.

7.2. Demanda

Consideramos la proyección de demanda prevista en el Informe Indicativo de Demandas 2020 – 2040, para el año 2020 en el que considera una demanda de generación total del sistema de 1,776.52 MW incluyendo parte de la carga del Autogenerador Minera Panamá durante el mantenimiento de una de sus unidades y las pérdidas en transmisión, con una energía asociada de 10,945.62 GWh. Esta proyección utiliza la información suministrada por los Participantes Consumidores, Distribuidores y Grandes Clientes, para el año 2020.



Al igual que para el planeamiento de despacho semanal se utilizan los cinco (5) bloques de demanda que se muestran en la Tabla 1.

Bloque	Horas	Duración (%)
1	25	14.88%
2	40	23.81%
3	46	27.38%
4	54	32.14%
5	3	1.79%

Tabla 1: Distribución de los Bloques Año 2020.

Al realizar las sensibilidades en la demanda a abastecerse en el año 2020, variando la misma en un rango de $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$ y $\pm 20\%$, se obtienen las demandas presentadas en la Tabla 2.

FD %	Demanda	
	(MW)	(GWh)
0.80	1,421.22	159,149.87
0.85	1,510.04	169,096.73
0.90	1,598.87	179,043.60
0.95	1,687.70	188,990.47
1.00	1,776.52	198,937.33
1.05	1,865.35	208,884.20
1.10	1,954.17	218,831.07
1.15	2,043.00	228,777.93
1.20	2,131.83	238,724.80

Tabla 2: Resultados del análisis de la Demanda para el 2020.

7.3. Sistema de Generación

El sistema de generación, considerado para este estudio, corresponde al sistema proyectado para el año 2020, el cual presentamos en las tablas 3 a 7. La Tabla 3 presenta el plantel hidroeléctrico, mientras que la Tabla 4 presenta el plantel termoeléctrico, considerando el Ciclo de Termocolón operando en configuración 2+1 y los retiros de las unidades MIRG6, MIRG8 y la C.T. Cerro Azul. En la Tabla 5 se presenta el plantel que respalda las ofertas de los autogeneradores Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá. En la Tabla 6 se

listan otras mini centrales hidroeléctricas y en la Tabla 7 se presenta el parque de generación eólica y solar previsto.

HIDRO	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Los Algarrobos	9.74	2.41
Baitun	85.90	31.09
Baitun G3	1.73	
Bajo de Mina	56.00	
Bajo de Mina G3	0.58	20.07
Bajo de Totuma	6.30	2.04
Bayano	260.00	160.12
Changuinola I	209.60	
Mini Chan	9.78	175.33
Cochea	14.93	3.06
Concepción	11.00	2.49
Dolega	3.12	1.10
El Fraile	6.66	1.50
Estí	120.00	112.67
Fortuna	300.00	290.21
Gualaca	25.22	23.04
La Cuchilla	8.20	1.31
La Estrella	47.20	16.13
Las Perlas Norte	10.00	2.46
Las Perlas Sur	10.00	2.46
Lorena	33.78	30.62
Los Planetas	4.95	1.10
Los Valles	54.76	17.63
Macano	5.25	0.90
Macho de Monte	2.49	0.80
Mendre	19.75	3.92
Mendre 2	8.00	1.56
Paso Ancho	6.00	3.08
Pedregalito	20.00	2.04
Pedregalito 2	12.57	3.22
RP490	14.00	3.37
La Yeguada	7.00	3.00
Prudencia	58.69	50.09
San Lorenzo	8.70	1.33
El Alto	67.30	22.14
Monte Lirio	51.65	32.38
La Potra		
La Potra G4	57.90	19.42
Salsipuedes		
Bonyic	31.30	22.22
Los Planetas II	8.88	3.35
Bugaba	4.70	0.51
Bugaba II	5.86	1.36
Las Cruces	9.38	
Las Cruces G3	0.97	3.17
Barro Blanco	26.59	
Barro Blanco G3	1.89	11.57
San Andrés	10.00	2.54
Pando	32.60	25.13
TOTAL	1,760.93	1,113.94

Tabla 3: Plantel Hidroeléctrico.



TERMICOS	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
BLMG5	33.00	71.86
BLMG6	33.00	
BLMG8	35.00	
BLM_Carbón	120.00	43.13
Cativa	83.00	61.16
Miraflores G5	17.55	83.41
Miraflores G9	40.81	
Miraflores G10	40.81	
Pacora	53.53	50.41
Panam	96.00	132.07
Panam II	49.50	
Termocolón	150.00	132.88
Estrella de Mar	72.00	63.27
Jinro	57.80	52.97
CerroPatacon	4.00	3.95
Costa Norte	381.00	354.71
Barcaza Esperanza	92.00	92.00
Tropitérmica	5.00	4.56
TOTAL	1,364.00	1,146.38

Tabla 4: Plantel Termoeléctrico.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
ACPB_7	17.06	5.13
MIN_PANAMA	300.00	36.00
TOTAL	317.06	41.13

Tabla 5: Unidades de los Autogeneradores con excedentes no firmes.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Hidro Panamá	4.28	0.74
Hidro Candelá	0.54	0.13
TOTAL	4.82	0.87

Tabla 6: Mini Hidroeléctricas.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Bejuco	0.96	0.00
Bugaba Solar	2.40	0.00
Caldera	4.91	0.00
Cocle Solar	0.96	0.00
Divisa Solar	9.99	0.00
Don Félix	9.99	0.00
El Espinal	9.26	0.00
El Fraile Solar	0.48	0.00
Estrella Solar	4.93	0.00
Farallon 2	3.84	0.00
Ikako	10.00	0.00
Ikako I	10.00	0.00
Ikako II	10.00	0.00
Ikako III	10.00	0.00
Marañón	17.50	0.00
Milton Solar	10.26	0.00
Nuevo Chagres (I Etapa)	55.00	0.00
Nuevo Chagres (II Etapa)	62.50	0.00
Pacora II	3.00	0.00
Panasolar	9.90	0.00
Pocri	16.00	0.00
Portobelo	32.50	0.00
Rosa de los Vientos (I Etapa)	52.50	0.00
Rosa de los Vientos (II Etapa)	50.00	0.00
Sarigua	2.40	0.00
Sol de David	7.63	0.00
Sol Real	10.78	0.00
Solar Chiriquí	9.87	0.00
Solar Cocle	8.99	0.00
Solar Los Angeles	9.52	0.00
Solar Paris	8.99	0.00
Solar Penonomé	120.00	0.00
Toabré Etapa 1	66.00	0.00
Vista Alegre	8.22	0.00
ZFranca-Albr	0.10	0.00
TOTAL	649.37	0.00

Tabla 7: Parque de Generación Eólico y Solar Fotovoltaico.



8. RESULTADOS OBTENIDOS

8.1. Escenario 1

De acuerdo a la metodología detallada en la sección 6 del presente informe se determinó el nivel de potencia de reserva para confiabilidad de largo plazo (PRES), obteniéndose los siguientes resultados:

8.1.1. Determinación de la Potencia Disponible Sin Fallas

A continuación, en la Tabla 8 se presentan las potencias disponibles hidro-térmicas afectadas solamente por las variaciones hidrológicas. Esto es, que incluyen los valores de las centrales hidroeléctricas obtenidas de la ejecución del SDDP para cada semana del año 2020 en la que se utilizan las mismas condiciones del despacho semanal como criterio a fin de tener sólo restricciones a nivel hidrológico y no se consideran los planes de mantenimiento.

SEMANA	Potencia Disponible (MW)						
1/2020	2,762.82	14/2020	2,612.03	27/2020	2,881.01	40/2020	3,081.17
2/2020	2,735.90	15/2020	2,624.90	28/2020	2,854.95	41/2020	3,091.21
3/2020	2,705.28	16/2020	2,629.98	29/2020	2,857.90	42/2020	3,085.54
4/2020	2,677.14	17/2020	2,666.94	30/2020	2,858.80	43/2020	3,086.82
5/2020	2,653.53	18/2020	2,698.12	31/2020	2,872.55	44/2020	3,071.69
6/2020	2,637.28	19/2020	2,745.06	32/2020	2,894.89	45/2020	3,027.56
7/2020	2,632.38	20/2020	2,786.56	33/2020	2,921.48	46/2020	2,991.91
8/2020	2,641.27	21/2020	2,837.13	34/2020	2,954.46	47/2020	2,971.98
9/2020	2,648.08	22/2020	2,881.48	35/2020	2,970.96	48/2020	2,923.52
10/2020	2,640.97	23/2020	2,887.01	36/2020	2,983.57	49/2020	2,875.90
11/2020	2,647.71	24/2020	2,866.00	37/2020	3,013.15	50/2020	2,852.48
12/2020	2,631.93	25/2020	2,896.86	38/2020	3,027.03	51/2020	2,818.18
13/2020	2,612.77	26/2020	2,899.75	39/2020	3,041.64	52/2020	2,798.21

Tabla 8: Potencia Disponible Total para 2020.

8.1.2. Determinación de la Energía No Suministrada

Con los datos de salida de la ejecución del SDDP se obtienen las potencias disponibles sin fallas que permiten hacer las sensibilidades de demanda con el modelo CORAL.



En la Tabla 9 se listan los valores de **EENS** anual resultantes para cada sensibilidad de Demanda (FD) de 0.80, 0.85, 0.90, 0.95, 1.00, 1.05, 1.10, 1.15 y 1.20.

FD %	Demand (MW)	EENS (GWh)	EENS (MWh)
0.80	1,421.22	159,149.87	0.00
0.85	1,510.04	169,096.73	0.00
0.90	1,598.87	179,043.60	0.00
0.95	1,687.70	188,990.47	0.00
1.00	1,776.52	198,937.33	1.37
1.05	1,865.35	208,884.20	68.37
1.10	1,954.17	218,831.07	408.13
1.15	2,043.00	228,777.93	918.42
1.20	2,131.83	238,724.80	1,726.31

Tabla 9: Energía No Suministrada Anual para el año 2020.

Se observa que la **EENS** es muy sensible a la variación de demanda de generación, aumentando significativamente ante el correspondiente incremento de esta demanda.

8.1.3. Reserva Óptima

Los resultados presentados en la sección 8.1.2 permiten determinar la reserva óptima del sistema para la demanda de generación máxima prevista en el 2020 y el valor correspondiente de Potencia Firme Total Requerida (PFTR) para el SAERLP del MME de Panamá.

El procedimiento metodológico descrito en el punto 6 de este informe considerando como Costo de la Reserva (**CRES** [\$/kW-mes]) igual a 8.96 \$/kW-mes, mientras que para el Costo de la **EENS** (**CENS** [\$/MWh]) consideramos un valor de 2,890 \$/MWh.

Para obtener la Reserva Óptima se verifica la función que relaciona a los valores de **EENS** anual, promedio hidrológico, con el valor de demanda de generación máxima a partir de lo cual se determina el valor de demanda para el cual se cumple la siguiente igualdad:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{CRES}{CENS}$$

Para los valores antes indicados de **CRES** y **CENS**, la reserva óptima se obtiene cuando:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{8.96 \frac{\$}{kW}\text{-mes}}{2890 \frac{\$}{MWh}}$$

Obteniendo el siguiente valor:

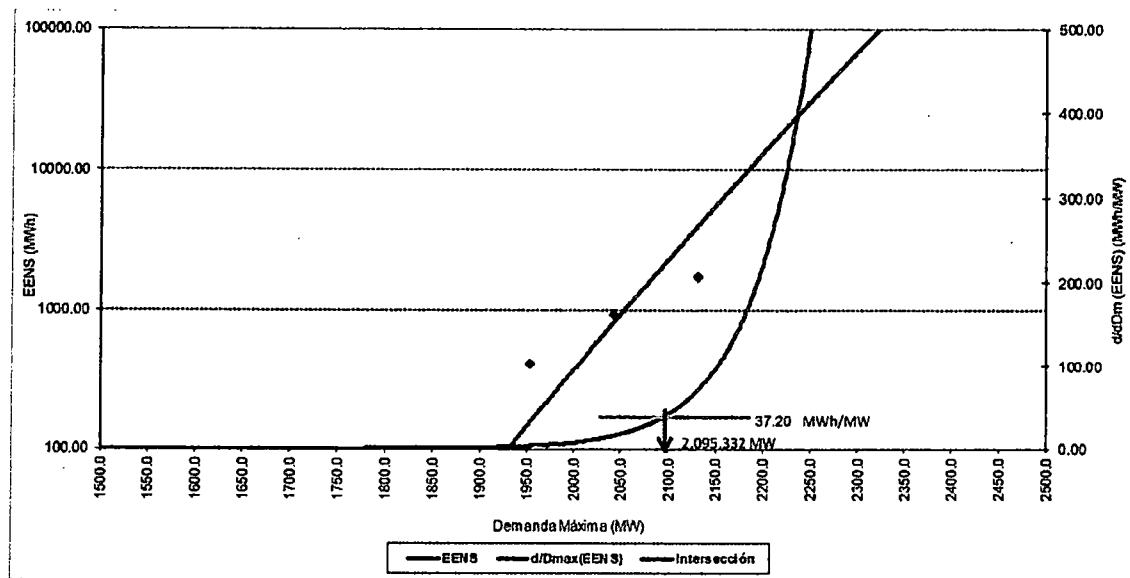
$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = 37.20 \frac{\text{MWh}}{\text{MW}}$$

La Gráfica 2 muestra la función que representa la **EENS** anual, promedio hidrológico, en función de la demanda de generación máxima anual (trazo en color azul) la cual interpola los valores resultantes de **EENS** obtenidos de los estudios de confiabilidad para cada sensibilidad de demanda.

La derivada respecto de la demanda máxima de la **EENS** se indica en trazo en color rojo, correspondiendo a la escala de la derecha.

Se indican los valores de demanda máxima para los cuales se cumple que la derivada antes indicada tiene valor de 37.20 MWh/MW.

Demanda Máxima (DTO) = 2,095.33 MW para una derivada de 37.20 MWh/MW.



Gráfica 2: Reserva Óptima de Generación para 2020.

Se observa en la Gráfica 2, que para un **CENS** igual a 2,890 \$/MWh la demanda de generación óptima para el parque de generación existente es 2,095.33 MW la que es mayor a la demanda



máxima de generación prevista para el año 2020 (1,776.52 MW) lo cual nos indica que existe una holgura de reserva de 318.81 MW aproximadamente para el 2020.

8.1.4. Potencia Firme Requerida

Los valores antes indicados de demanda de generación máxima anual óptima definen los denominados Factores de Capacidad (FCAP) que miden la adaptación del parque de generación existente en Panamá a la demanda máxima de generación prevista para 2020 siendo éstos los que presentamos en la Tabla 10 asociados a cada análisis de sensibilidad de la demanda.

FD %	Demanda (MW)	Demanda (GWh)	FCAP
0.80	1,421.22	159,149.87	1.47
0.85	1,510.04	169,096.73	1.39
0.90	1,598.87	179,043.60	1.31
0.95	1,687.70	188,990.47	1.24
1.00	1,776.52	198,937.33	1.18
1.05	1,865.35	208,884.20	1.12
1.10	1,954.17	218,831.07	1.07
1.15	2,043.00	228,777.93	1.03
1.20	2,131.83	238,724.80	1.00

Tabla 10: Factor de Capacidad para Sensibilidades de Demanda.

Puesto que el cálculo de FCAP es igual a 1.179450, la Potencia Firme Total Requerida (PFTR) resulta de dividir la Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) entre FCAP.

$$\text{PFTR} = \frac{\text{PFTO}}{\text{FCAP}} = \frac{2230.46}{1.179457} = 1952.02 \text{ MW}$$

Utilizando estos resultados calculamos la reserva de confiabilidad en porcentaje (%) con la siguiente ecuación:



$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG [MW] = PFTR [MW]$$

$$RCONF = \frac{1952.02}{1776.52} - 1 = 9.88\%$$

El valor en MW de esta reserva lo obtenemos utilizando la ecuación:

$$RO [MW] = MAXIMO (0, PFTO [MW] /FCAP – Dmáx [MW] - Pérdidas de Transmisión [MW])$$

Donde PFTO es de 2,302.32 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$RO = (2,302.32 / 1.179457) - 1,776.52$$

$$RO = 175.49 \text{ MW (9.88\%)}$$

Para finalmente tener un DMG = PFTR (aproximadamente)

$$175.49 + 1,776.52 = 1,952.02$$

$$\text{DMG} = 1,952.02 \text{ MW}$$

8.2. Escenario 2

En la Tabla 11 se lista la reserva de confiabilidad para los años 2017, 2018, 2019 y 2020 de acuerdo al Escenario 1. El cálculo de la reserva de confiabilidad para el Escenario 2, de acuerdo a lo indicado en la nota DSAN-2274-19 corresponde al promedio de las reservas de confiabilidad de los años 2017, 2018 y 2019. El valor de reserva de confiabilidad para este escenario es de 9.35%.

ANO	RESERVA DE CONFIABILIDAD
2017	8.35%
2018	3.11%
2019	16.60%
2020	9.88%

Tabla 11: Reserva de confiabilidad 2017-2020



8.3. Escenario 3

Para este escenario el cálculo de la reserva de confiabilidad corresponde al promedio de las reservas de confiabilidad de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 resultante de la metodología actual utilizada para el Escenario 1. La reserva de confiabilidad para el Escenario 3 es 9.49%.

8.4. Escenario 4

En este escenario se toma en cuenta en la metodología descrita en la sección 6 la aplicación del costo promedio de potencia en contratos de suministro en la tarifa de clientes regulados considerado como Costo de la Reserva (**CRES** [\$/kW-mes]) igual a 18.76 \$/kW-mes.

La Reserva Óptima con el cambio en el CRES se obtiene cuando:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{CRES}{CENS}$$

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{18.76 \frac{\$}{kW}\text{-mes}}{2890 \frac{\$}{MWh}}$$

Obteniendo el siguiente valor:

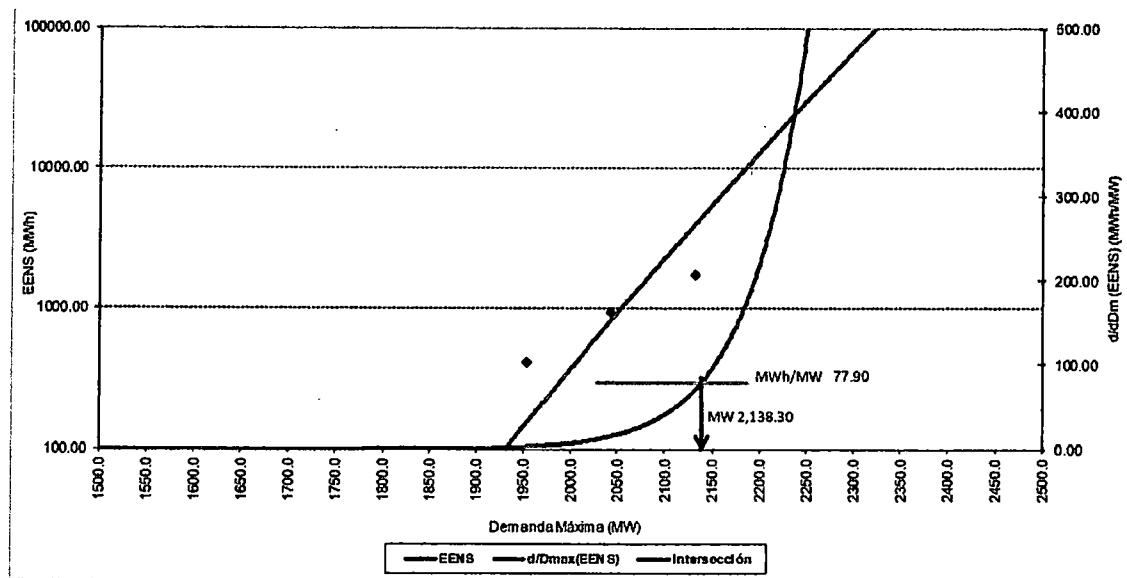
$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = 77.90 \text{ MWh/MW}$$

La Gráfica 3 muestra la función que representa la **EENS** anual, promedio hidrológico, en función de la demanda de generación máxima anual (trazo en color azul) la cual interpola los valores resultantes de **EENS** obtenidos de los estudios de confiabilidad para cada sensibilidad de demanda.

La derivada respecto de la demanda máxima de la **EENS** se indica en trazo en color rojo, correspondiendo a la escala de la derecha.

Se indican los valores de demanda máxima para los cuales se cumple que la derivada antes indicada tiene valor de 77.90 MWh/MW.

Demanda Máxima (DTO) = 2,138.30 MW para una derivada de 77.90 MWh/MW.



Gráfica 3: Reserva Óptima de Generación para 2020 en el Escenario 4.

Se observa en la Gráfica 2, que para un CENS igual a 2,890 \$/MWh la demanda de generación óptima para el parque de generación existente es 2,138.30 MW la que es mayor a la demanda máxima de generación prevista para el año 2020 (1,776.52MW) lo cual nos indica que existe una holgura de reserva de 361.78 MW aproximadamente para el 2020.

Bajo este escenario, los Factores de Capacidad (FCAP) prevista para 2020 se presentan en la Tabla 12 asociados a cada análisis de sensibilidad de la demanda.



FD %	Demanda		FCAP
	(MW)	(GWh)	
0.80	1,421.22	159,149.87	1.50
0.85	1,510.04	169,096.73	1.42
0.90	1,598.87	179,043.60	1.34
0.95	1,687.70	188,990.47	1.27
1.00	1,776.52	198,937.33	1.20
1.05	1,865.35	208,884.20	1.15
1.10	1,954.17	218,831.07	1.09
1.15	2,043.00	228,777.93	1.05
1.20	2,131.83	238,724.80	1.00

Tabla 10: Factor de Capacidad para Sensibilidades de Demanda.

Puesto que el cálculo de FCAP es igual a 1.203644, la Potencia Firme Total Requerida (PFTR) resultante para el Escenario 4 es la siguiente:

$$\text{PFTR} = \frac{\text{PFTO}}{\text{FCAP}} = \frac{2302.32}{1.203644} = 1912.79 \text{ MW}$$

Utilizando estos resultados se obtiene la reserva de confiabilidad en porcentaje (%) con la siguiente ecuación:

$$RCONF = \frac{DG(\text{MW})}{DT(\text{MW})} - 1 \quad \text{donde } DG \text{ [MW]} = PFTR \text{ [MW]}$$

$$RCONF = \frac{1912.79}{1776.52} - 1 = 7.67\%$$

El valor en MW de esta reserva lo obtenemos utilizando la ecuación:

$$RO \text{ [MW]} = \text{MAXIMO} (0, PFTO \text{ [MW]} / FCAP - Dmáx \text{ [MW]} - \text{Pérdidas de Transmisión} \text{ [MW]})$$



Donde **PFTO** es de 2,302.32 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$\text{RO} = (2,302.32 / 1.203644) - 1,776.52$$

$$\text{RO} = 136.27 \text{ MW (7.67\%)}$$

Para finalmente tener un **DMG = PFTR** (aproximadamente)

$$1336.27 + 1,776.52 = 1,912.79$$

$$\text{DMG} = 1,912.79 \text{ MW}$$

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Teniendo para el Escenario 1 un valor de 2,890 \$/MWh para la **EENS**, de 8,96 \$/kW-mes como precio máximo de potencia, utilizando una demanda máxima de 1,776.52 MW determinada según el Informe Indicativo de Demanda correspondiente al año 2020 y considerando el plantel de generación mostrado al inicio de este informe, los resultados del estudio de confiabilidad para el año 2020 muestran lo siguiente:

- El parque de generación existente en el SIN es capaz de absorber la demanda prevista para 2020, puesto que la máxima demanda proyectada es de 1,776.52 MW, incluyendo las pérdidas de transmisión y la carga parcial de Minera Panamá durante el mantenimiento de una unidad; y se tiene una Potencia Firme Total Ofertada de 2,302.32 MW, quedando un margen de oferta de potencia de 525.80 MW, aproximadamente.
- Para el análisis efectuado se consideran las unidades supervisadas por el CND, las unidades que respaldan las ofertas de ACP y Minera Panamá y los proyectos de generación incluidos en la planificación de la semana 35 de 2019. Adicionalmente, se considera el retiro de las unidades MIRG6, MIRG8 y el retiro la C.T. Cerro Azul. Se



determina que existe un requerimiento de reserva de 175.49 MW (9.88%) para la confiabilidad del suministro en el año 2020.

- Para demandas superiores (sensibilidades mayores al 1.00%) se observan valores de FCAP mayores a 1.0, lo que es indicativo de que existe un exceso de capacidad instalada de generación para atender la demanda de generación prevista para el año 2020, inclusive si son mayores a la prevista.

En el Escenario 2, el promedio de las reservas de confiabilidad correspondiente a los años 2017, 2018 y 2019 da como resultado 9.35% de reserva de confiabilidad, mientras que para el Escenario 3 que adicionalmente considera en el promedio los resultados del Escenario 1 se obtiene una reserva de confiabilidad de 9.49%.

Para el Escenario 4, al considerar el Costo de la Reserva (**CRES [\$/kW-mes]**) igual a 18.76 \$/kW-mes, el requerimiento de reserva es de 136.27 MW (7.67%) para la confiabilidad del suministro en el año 2020.

Las condiciones analizadas para este informe corresponden al año 2020, como lo indica la metodología detallada en el punto 6 del informe. No forman parte de este análisis las condiciones previstas para los años posteriores al 2020. Debido a la utilización de los resultados obtenidos en este estudio para fines de contratación de las empresas distribuidoras a largo plazo y para la planificación de la expansión de la generación del SIN estos puntos deberán ser objeto de una consultoría que abarque la revisión de esta metodología, de acuerdo a lo expuesto por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en su nota ETE-DI-GPL-251-2019 (Anexo 2).



ANEXO I

NOTA DSAN-2274-19

Panamá, 5 de agosto de 2019

Nota No: DSAN-2274-19

Ref. No.141750

Ingeniero

VÍCTOR GONZÁLEZ

Director del Centro Nacional de Despacho

CND

Ciudad

RECIBIDA
Torres
7 AGO 2019 11:17 PM

Ingeniero González:

Hemos recibido su nota ETE-DCND-GOP-39-2019 de 30 de julio de 2019, mediante la cual da respuesta a nuestra Nota DSAN No. 1992-19 del 12 de julio de 2019 referente a los cuestionamientos al cálculo de la Reserva de Confiabilidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Al respecto, debemos indicarle que esta Autoridad luego de evaluar lo indicado en su nota, donde sustenta el tiempo para presentar una modificación al procedimiento actual que se realiza para determinar la Reserva de Confiabilidad, es del criterio que el CND debe llevar a cabo la revisión de la metodología utilizando las mejores técnicas y prácticas que tenga a su disposición, apoyándose con una consultoría especializada si lo requiere, no obstante deberá optimizar los tiempo de realización, toda vez que para el informe de confiabilidad a presentar en el 2020, debe ser desarrollado bajo esta nueva metodología.

Adicionalmente, el Criterio y el Nivel de Reserva de Confiabilidad para el año 2021, deberá basarse en la metodología que se presente y estar acompañado del análisis y comentarios de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), en cumplimiento a lo que se establece en el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales, a más tardar el 10 de septiembre de 2020.

En cuanto al cálculo del nivel de Nivel de Reserva de Confiabilidad para el año 2020, el CND deberá presentar en el informe que someta a aprobación de esta Autoridad los siguientes escenarios; utilizando el valor del CENS establecido en la Resolución AN No. 12831-Elec de 16 de octubre de 2018:

1. Reserva de confiabilidad resultante del cálculo con la metodología actual, utilizando el precio de potencia de 8.96 B./kW-mes.
2. Reserva de Confiabilidad calculada como el promedio de las reservas de Confiabilidad de los años 2017, 2018 y 2019.

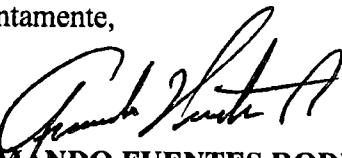
V.B.

3. Reserva de Confiabilidad calculada como el promedio de las reservas de Confiabilidad de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 calculado como el resultado de la metodología actual indicado en el punto No. 1.
4. Reserva de Confiabilidad calculada utilizando un Costo Promedio de Potencia en Contratos de Suministros en la Tarifa de Clientes Regulados de 18.76 B./kW-mes.

De los escenarios, deberá acompañar la respuesta con los análisis y comentarios de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A, (ETESA).

Por tanto, reiteramos que el CND deberá entregar el cálculo del Nivel de Reserva de Confiabilidad para el año 2020, a más tardar el 10 de septiembre de 2019, tal como se establece en la normativa vigente.

Atentamente,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General





ANEXO II

COMENTARIOS DE ETESA



ETESA

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DI-GPL-261-2019

19 de septiembre de 2019

Ingeniero
Víctor González
Director
Centro Nacional de Despacho
Ciudad

2019-09-19 11:42:17

RECEIVED

Asunto: Respuesta a nota ETE-DCND-GOP-PMP-501-2019 - Comentarios al "Informe de Confiabilidad para el año 2020 V2"

Estimado ingeniero González:

Hacemos referencia a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-501-2019, con fecha de 17 de septiembre del presente año, mediante la cual solicita la remisión de los comentarios de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. al "Informe de Confiabilidad para el año 2020 V2".

En atención a lo solicitado se ha revisado el "Informe de Confiabilidad para el año 2020 V2" presentado, en el cual efectivamente la actualización considera las unidades BLMG5, BLMG6 y BLMG8 disponibles en el horizonte de estudio del informe, según lo indicado en su nota. De igual forma se puede observar que se atiende nuestro comentario referente a dar una explicación de mayor detalle del valor máximo de la potencia, por lo que estamos de acuerdo con los resultados del mismo.

Reiteramos nuestro segundo comentario en nuestra nota ETE-DI-GPL-251-2019, relacionado a que el CND contrate una consultoría que revise de manera integral el Estudio de Confiabilidad de Suministro de Energía, evaluando la metodología actual, las herramientas computacionales y que verifique si es requerido ampliar el alcance de dicho estudio considerando otras variables, como la transmisión, además de considerar más años en el periodo de estudio.

Atentamente,

Carlos Mosquera Castillo
Gerente General

O.R.D. ur 1B
OR/DERB/DAP/MS/mer