



ETEESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020 – 2034

Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I - Estudios Básicos 2020-2034

Gerencia de Planificación

MAYO 2021

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3

Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Contenido

Respuesta a Comentarios de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Nota: DSAN No. 0836-2021).	2
Respuesta a Comentarios de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Nota: DSAN No. 0018-2021).	9
Respuesta a Comentarios de AES PANAMÁ, S.R.L. (Nota: AES-DC-013-21).....	15
Respuesta a Comentarios de ENSA (Nota: VI-014-2021).	17
Respuesta a Comentarios de Hidro Boquerón, S.A. (Nota: HBSA-ADM-0008-2021).....	24

Respuesta a Comentarios de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Nota: DSAN No. 0836-2021).

Comentario 1:

“En el archivo Tomo I – Estudios Básicos 2020 – 2034, luego del Grafico 3.9, en la página 44, dice textualmente: “...recaudaciones de cuotas obrero – patronales las cuales descendieron de \$84.1 millones a \$28.4 millones, una caída de 34 puntos porcentuales”. Debe indicarse ¿Cómo se obtiene la caída de 34 puntos porcentuales?”

Respuesta:

Al revisar el porcentaje nos percatamos de un error en el porcentaje, realmente la caída porcentual es de 66.20%. Se acepta el comentario y se colocara como se obtuvo este en la versión final a entregar a la ASEP.

$$\% = 1 - \frac{\$28.4 \text{ millones}}{\$84.1 \text{ millones}} = 66.20\%$$

Comentario 2:

“En el archivo Tomo I - Estudios Básicos 2020 – 2034, en la página 53, se indica que el factor de carga es una medida que indica que tanto se utiliza la energía eléctrica o, dicho de otra forma, la eficiencia en el uso de la energía eléctrica. Respecto a esa última aseveración, en general se entiende que el factor de carga es una medida de que tan eficientemente se utiliza el equipamiento de generación y transmisión – distribución, por tanto, la premisa no es correcta.”

Respuesta:

El factor de carga es la relación que existe entre la carga promedio y la carga máxima durante un período dado. En otras palabras, el factor de carga es la relación entre la energía consumida en un período determinado de los tiempos de las horas y la carga máxima que se ha producido durante ese período en particular.

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{carga promedio}}{\text{carga máxima}}$$

Por ende, el factor de carga significa cuán eficientemente usamos la energía. En otras palabras, es la medida de la utilización de la energía eléctrica durante un período dado a la energía máxima que se habría utilizado en ese período. El factor de carga juega un papel importante en el costo de generación por unidad.

Cuanto mayor sea el factor de carga, menor será el costo de generación para las mismas demandas máximas. Factor de carga con respecto a la energía,

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{carga promedio} \times \text{tiempo}}{\text{carga máxima} \times \text{tiempo}}$$

Dependiendo de la cantidad de horas en días, semanas, En meses o años definimos diferentes factores de carga. Para el factor de carga diaria, el período “tiempo” se toma como 24 horas; De manera similar, durante semanas, meses y años se toma el valor diferente de “tiempo”.

Matemáticamente,

$$\text{Factor de Carga diario} = \frac{\text{kWh durante las 24 h del día}}{\text{carga máxima} \times 24 \text{ h}}$$

$$\text{Factor de Carga anual} = \frac{\text{kWh durante el año}}{\text{carga máxima} \times 8760 \text{ h}}$$

Comentario 3:

“Al realizar el análisis del Consumo Comercial en el Capítulo 4, se menciona que este consumo en la empresa distribuidora e termina optando la Tabla 4.8, esta tabla no existe ni aparece en el índice de Tablas.”

Respuesta:

Al revisar el índice de tabla se encontró un error en los números de tablas del Capítulo 4 los cuales se corregirán en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 4:

“Con respecto a los valores de pérdidas de potencia que resultan de las Tablas 5.1 y 5.4 hay diferencias notables entre años y escenarios (por ejemplo, para el 2024 y 2034 en el escenario pesimista se pasa de 4.07% al 1.36%) mientras que las pérdidas de energía son en ambos casos del 2.4%. Creemos que, si los estudios de flujo de potencia mencionados son razonablemente correctos, sería preferible estimar de ellos valores de pérdidas de potencia y luego, a través de estimaciones del factor de carga por escenario y año, estimar factores de pérdidas y en base a ellos las pérdidas de energía.”

Respuesta:

Se acepta el comentario. La metodología para las pérdidas de energía será revisada y de ser requerido se ajustará en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

Comentario 5:

“Tomo I – Anexo 1: En este anexo (Metodología y Manual), la expresión que muestra para obtener la Potencia Máxima en función de la energía disponible en el sistema y el factor de carga (Figura 2), parecería indicar que la Energía por el factor de carga, cuando entendemos no es una formula sino un diagrama indicativo. Convendría indicarlo en el texto de la Figura 2.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 6:

“Tomo I – Anexo 2: Lllaman la atención los valores de pérdidas a nivel de las distribuidoras en el capítulo “Variables históricas de las distribuidoras”. Son Valores porcentuales muy reducidos, excepto que se trate de porcentajes respecto de la energía total del sistema, en cuyo caso debería aclararse.”

Respuesta:

Se acepta el comentario. Estos valores de pérdidas hacen referencia a la energía total comprada por el sistema. Se aclarará en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 7:

“Tomo I – Anexo 2: Se presentan los datos de consumo de las distribuidoras y grandes usuarios, así como los valores de proyección. Llama la atención el comportamiento en el caso de ENSA y su diferencia con EDEMET, tanto en datos históricos y, fundamentalmente por ejemplo para el sector Industrial se proyectan valores similares para los escenarios optimista y pesimista, y valores prácticamente constantes en el periodo. Mientras tanto para ENSA los Resultados son fuertemente decrecientes en el periodo con mucha mayor caída en el pronóstico pesimista. Debería brindarse una explicación, en general, del porqué de las diferencias en el comportamiento de las proyecciones pesimista de ENSA y EDEMET.”

Respuesta:

El ME – SIPRODE cuenta con varias ecuaciones para proyectar las variables de consumo. Como se menciona en el Capítulo #4 del Tomo – I, para la

selección de la ecuación tomamos en consideración la ecuación que presente un mayor valor de correlación. Debido a que cada una de las distribuidoras presentan distintos valores históricos, estas no utilizan las mismas ecuaciones para la proyección y esto puede presentar una diferencia en el comportamiento de las salidas arrojadas por el programa. Adjuntamos las ecuaciones utilizadas en el escenario pesimista de las distribuidoras ENSA y EDEMT.

Tipo de Consumo	EDEMET	ENSA
Consumo Residencial	$CRES = CRES(t-1) * (1+\%)$	$CRES = a + b * TEMP$
Consumo Comercial	$\log(CCOM) = \log(CCOM(t-1)) * (1+\%)$	$CCOM = a + b * TEMP$
Consumo Industrial	$\log(CIND) = \log(CIND(t-1)) * (1+\%)$	$\log(CIND) = \log(CIND(t-1)) * (1+\%)$
Consumo Gobierno	$CGOB = a + b * TEMP$	$\log(CGOB) = a + b * \log(PIB)$
Consumo Alumbrado	$CALP = a + b * PIB$	$\log(CALP) = a + b * \log(PIB)$
Consumo Otros	$COTR = COTR(t-1) * (1+\%)$	$COTR = COTR(t-1) * (1+\%)$

Comentario 8:

“Si se observan las proyecciones de demanda y de energía desde el PESIN 2014 hasta el PESIN 2020, se puede deducir que, con el paso de los años, las proyecciones de crecimiento de energía y potencia presentan resultados cada vez más bajos, esto se corresponde con una disminución en la tasa de crecimiento anual de PIB, como así también, con una reducción en la tasa de crecimiento anual de la población de Panamá.”

Respuesta:

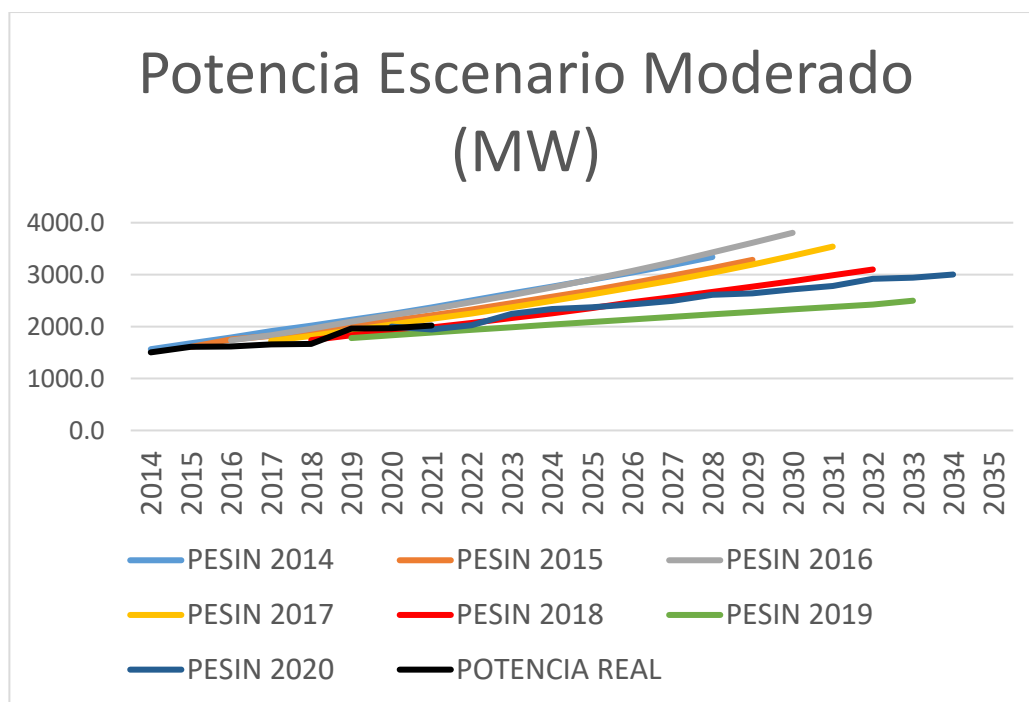
No se puede asegurar que la reducción en la proyección en los valores de las proyecciones en el largo plazo, corresponde exclusivamente con una disminución en la tasa de crecimiento anual de PIB, y a una reducción en la tasa de crecimiento anual de la población de Panamá, ya que si bien es cierto estas variables econométricas tienen un efecto mayor en la proyección, se consideran otras variables.

Otro punto se debe tener en cuenta es que, a medida que va transcurriendo el tiempo se obtienen más datos históricos que repercuten en mejores proyecciones. Y es que las proyecciones se deben validar con la realidad, y verificar si el modelo utilizado se ajusta a la realidad.

Es por esto último que cuando ETESA, empezó a observar que los escenarios no mostraban que los pronósticos resultantes, no estaban respondiendo a los cambios en las variables explicativas en el Modelo de Pronósticos PREEICA (utilizado de 2005 hasta el 2018), ETESA decide desde el año 2019 adquirir un nuevo modelo (ME-SIProDe) desarrollado específicamente por el GRUPO MERCADOS

ENERGETICO CONSULTORES para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Hecho comprobado en el pronóstico de demanda del año 2019, ya que la diferencia porcentual resultante se compara al criterio de aceptación de +/-5%, y, al ser bastante inferior, se concluye que el modelo es satisfactorio.

En la gráfica siguiente se muestra que los pronósticos de 2014 a 2020, son muy cercanos en los primeros años de las proyecciones con lo que se da en la realidad, por lo que estos pueden ser considerados acertados.



Comentario 9:

“Al reflexionar al respecto de la observación de la reducción progresiva y pronunciada de las proyecciones de demanda desde hace varios estudios del PESIN, se puede advertir, que el plan de expansión de generación y en especial el de transmisión, debe revisarse estructuralmente. Este es el caso de los grandes proyectos de transmisión como la línea de 500 kV, en una primera etapa en 230 kV considerando la gran disminución en los valores de demanda y cuya justificación económica queda en series dudas.”

Respuesta:

Todos los estudios técnicos presentados en los planes de expansión anteriores han demostrado la imperante necesidad del proyecto de la cuarta línea.

ETESA en todos los planes de expansión anteriores ha presentado las justificaciones de los proyectos, cumpliendo con todas las solicitudes y requerimientos de análisis para la justificación de todas las obras de transmisión, presentadas en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. De igual manera se está presentando en esta versión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020.

Comentario 10:

“En el Capítulo 8 del Tomo I Estudios básicos, pagina 146 se menciona que ETESA opera líneas de 115 y 230 kV solamente. Sin embargo, en el Tomo I – Anexo 4 se presentan los costos asociados a las líneas de 500 kV entendemos por necesidades de las alternativas a analizar. En aislamiento de las líneas tampoco se menciona características del aislamiento para el voltaje de 500 kV. Por lo mencionado, se debe agregar lo referido al nivel de 500 kV.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 11:

“En la página 157 del informe correspondiente al Tomo I, dice textualmente que los costos unitarios están actualizados al año 2010 sobre la base de las variaciones en los costos internacionales del acero, aluminio y zinc. En relación con la fecha de referencia (año 2010) entendemos que esta debe ser 2020 y debería corregirse.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 12:

“Se observa que los costos unitarios para ítem como adición de interruptores de 115 kV y 230 kV mantienen los mismos precios desde el PESIN 2018 al PESIN 2020, es decir que no ha variación de precios, lo que debería revisarse.”

Respuesta:

ETESA es una sociedad anónima, con capital 100% estatal, que surge con la aprobación de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad

y se reestructura el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Debido a que es una empresa con capital 100% estatal, para las contrataciones se rige bajo lo estipulado en la Ley 22 de 2006 que regula la contratación pública. Por ende, ETESA, para la adquisición de un ítem debe recurrir a un Acto Público, el cual es el procedimiento administrativo por el cual el Estado, previa convocatoria pública, selecciona entre varios proponentes, ya sean personas naturales o jurídicas y en igualdad de oportunidades, la propuesta o las propuestas que reúnen los requisitos que señalan esta la Ley 22, los reglamentos y el pliego de cargos. Debido a los antes mencionado, los precios asociados a cada ítem son tomados de las últimas licitaciones realizadas. Considerar otros precios no permitiría reflejar una buena aproximación de los precios por ítem pagados por ETESA. En los últimos años no se han realizado licitaciones para adquirir el ítem mencionado, por aquella razón no se han actualizado los precios desde el 2018.

Comentario 13:

“Referente a lo indicado en el Reglamento de Transmisión versus lo mostrado en los estándares tecnológicos y costos de la transmisión, se evidencia la falta de detalle de los orígenes de los precios de los componentes e instalaciones, así como también las comparaciones de precios internacionales y benchmarking.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario anterior.

Respuesta a Comentarios de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Nota: DSAN No. 0018-2021).

Comentario 1:

“El Informe Indicativo de Demanda para el periodo 2021 -2040 (IID 2021-2041), referente a la proyección de demanda con pérdidas de transmisión, suministrada por ETESA, que coincide con el escenario moderado de los estudios básicos indica que: “Las proyecciones presentadas por ETESA referidas a los puntos de entrega, muestran para el año 2021 un consumo de potencia máxima en el punto de entrega con mejor recuperación de los efectos de la pandemia, al presentado por los Participantes Consumidores (%). Sin embargo, para el período 2021-2041 este valor promedia 1.83 %. Esto nos llevó a la conclusión que las proyecciones presentadas por ETESA para el 2021 son optimistas en cuando a la recuperación de la demanda comparadas a lo que esperan los Participantes Consumidores que se presente para ese año.”

Respuesta:

Es correcto, las proyecciones realizadas por ETESA en el escenario de referencia presenta una mejor recuperación que el IID 2021-2041. Los escenarios presentados están sustentados en resultados de los modelos estadísticos utilizados, y variables explicativas, cuyas pruebas estadísticas demuestran que los niveles de confianza del modelo es un pronóstico válido. Cabe mencionar que el día 20 de mayo de 2021 el sistema llegó a un nuevo valor de demanda máxima, 2,020 MW, siendo este 2.6% superior al máximo alcanzado en el año 2020.

Comentario 2:

“De acuerdo a los estudios básicos, para el escenario moderado, se considera una caída del Producto Interno Bruto (PIB) de la demanda eléctrica, para luego retomar en enero del 2022 a los valores obtenidos en diciembre del 2019. En este escenario la demanda comienza a crecer nuevamente desde el segundo semestre del 2021”.

Respuesta:

Debemos recordar que 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.

Debido a la situación económica global, a los sucesos vivenciados en otras crisis internacionales y los posibles efectos que esta pueda causar en el entorno nacional, para los tres escenarios de demanda, debido al efecto que pudiese causar la pandemia del COVID – 19, se establecieron las siguientes premisas por escenario:

- Escenario bajo o pesimista: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar, paulatinamente, en enero del 2023 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.
- Escenario medio o moderado: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar en enero del 2022 a los valores obtenidos en diciembre del 2019. A diferencia del escenario pesimista, este comienza a crecer nuevamente desde el segundo semestre del 2021.
- Escenario alto u optimista: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar, de forma rápida, en julio del 2021 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.

Comentario 3:

“Si bien la diferencia de las proyecciones de ETESA, con respecto al IID 2021-2041 para el 2021, son pequeñas, se aprecia que la diferencia va creciendo progresivamente y de forma considerable conforme avanzan los años. Esto, debido a que las perspectivas de crecimiento, previstas por ETESA en el escenario moderado, son bastante más optimistas que las del IID 2021-2041”.

Respuesta:

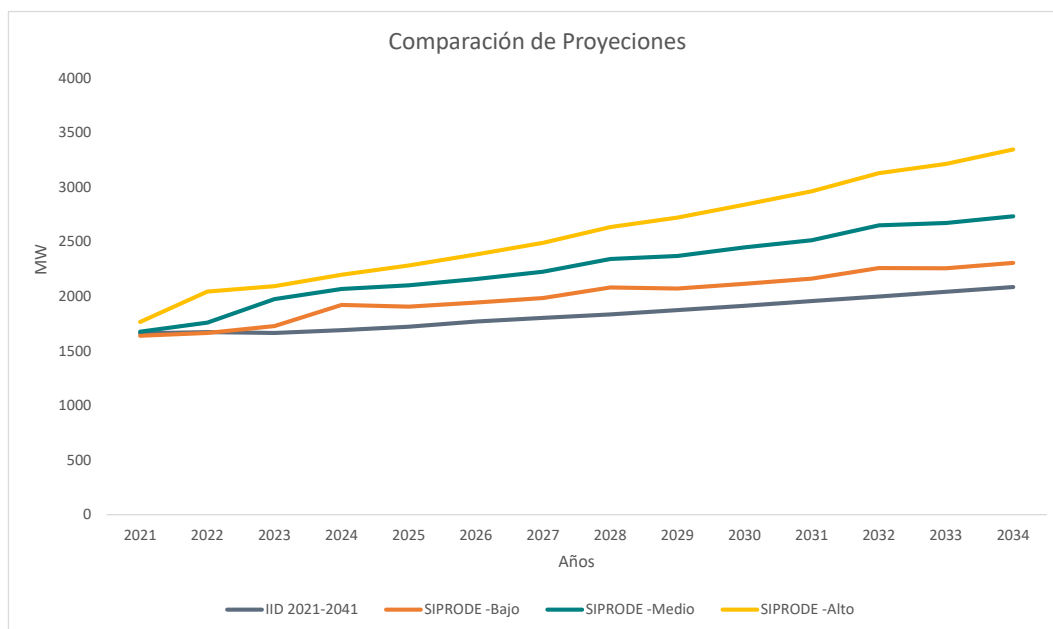
El documento de Estudios Básicos para la elaboración de la proyección, utiliza el programa ME - SiProDe el cual es un modelo, que, a partir de una muestra dada contrasta las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utiliza tales relaciones para predecir el futuro, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores (escenarios). En otras palabras, este modelo resume las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el pasado y el presente, en donde, el programa para la realización de los pronósticos utiliza de forma general, series históricas de

variables socioeconómicas como el Producto Interno Bruto, en conjunto, con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilados por la ASEP y/o las distribuidoras.

Por otro lado, El Informe Indicativo de Demanda, para la proyección de la Demanda Máxima Coincidente mensual de los Participantes Consumidores, multiplica el factor de coincidencia mensual de cada uno, por la respectiva demanda máxima mensual no coincidente suministrada. Luego, para obtener la Demanda Máxima de Generación (DMG) se realiza una sumatoria de las Demandas Máximas Coincidentes de los Participantes Consumidores, las Pérdidas Típicas de Punta y la Reserva para Confiabilidad de Largo Plazo.

Por ende, realizar una comparación, de las perspectivas de crecimiento, entre los resultados obtenidos en los Estudios Básicos y la proyección con el IID 2021 -2041, no parece una comparación equitativa debido a las diferencias metodológicas. También se debe recordar que la proyección de ETESA es una proyección de largo plazo que utiliza escenarios, de modo de considerar las variaciones que se puedan dar en el futuro.

No obstante, y aunque no sean comparables los modelos, podemos observar que los valores en los primeros años (corto plazo), que es donde se debe ser más preciso el Informe Indicativo de Demanda, los valores están cubiertos por el escenario bajo de los Estudios Básicos, como se puede observar en el Gráfico#1.



Gráfico#1: Comparación de Proyecciones.

Comentario 4:

“Por otra parte, la proyección de la demanda para los escenarios propuestos presenta resultados muy ambiciosos y desapegados a la realidad. Se muestra un crecimiento sostenible (casi exponencial) para el consumo residencial, gubernamental y alumbrado, si se observan los datos históricos, en los últimos 14 años el país no ha crecido como se proyectan los resultados del modelo ME-Si ProDe y aunado a los efectos de la pandemia impacta negativamente el crecimiento de estos sectores. Por otro lado, el consumo comercial y en mayor medida el consumo industrial proyecta un crecimiento lento, muy conservador, pero son actividades que impactan el PIB lo cual no es cónsono con el crecimiento proyectado para el sector residencial, gubernamental y alumbrado público. Esto modificaría de igual manera la proyección de las pérdidas técnicas”.

Respuesta:

El mundo se ha enfrentado a guerras, pandemias, epidemias, catástrofes naturales, entre otras. Sin duda alguna, las antes mencionadas traen consigo caídas en la economía. Sin embargo, se ha podido apreciar que luego de las depresiones económicas, se presentan crecimientos en la economía exponenciales, ver Gráfico#2. Entre estos eventos podemos destacar la recuperación económica de Japón luego de la Segunda Guerra Mundial en 1965-1967. En esta, ellos perdieron más del 40% de sus riquezas y de su capacidad industrial, sin duda alguna se vivenció un periodo de tiempo con una economía devastada, pero en los años consecutivos lograron reconstruir la economía y más que eso se convirtieron en una de las naciones más industrializadas e importantes del mundo actual. De igual forma en 1973 – 1975, se puede apreciar la gran depresión causada por la guerra de Yom Kippur, una vez finalizada esta el bloque árabe, exportadores de petróleo, decidieron no vender petróleo a los países que apoyaron a Israel, lo que ocasionó, inflación y desempleo. Al terminar este embargo de venta de petróleo, la economía creció exponencialmente. En 1918, la Gripe Española condujo a una caída en la economía, no obstante, una vez se terminó la guerra y la pandemia, para 1919 la situación económica ya se había normalizado. En el 2008, se vivenció una crisis financiera internacional, producida por las hipotecas “subprime” de Estados Unidos. Esto trajo consigo una grave crisis de deuda lo cual produjo que bancos se declararan en bancarrota, altas tasas de desempleo, entre otras, pero muy importante resaltar que luego de esta, comenzó un repunte de la economía con altas tasas interanuales. Este comportamiento, luego de caídas económicas también se ha podido apreciar en los años 1982, 1991 y el 2001, en donde, por factores Post – Guerra, malas políticas monetarias, entre otras, se han vivenciado depresiones, pero al igual

que los otros casos expuestos una vez superados estos se aprecian altas tasas de recuperación, ver Gráfico#2. Como es visto en las distintas situaciones enfrentadas a nivel mundial, luego de las crisis económicas viene un crecimiento con altas tasas de incremento interanual, por lo cual no consideramos el escenario medio de los Estudios Básicos optimista, sino, concorde a lo vivenciado múltiples veces a lo largo de la historia del mundo.



Gráfico#2: PIB mundial. Ref.: Banco Mundial.

Sin duda alguna esta pandemia ha provocado una crisis en la economía mundial, esto debido a las restricciones de movimiento, confinamientos, cierre de países entre otras, para poder garantizar la salud pública. Pero con la vacuna, se espera se puedan cambiar las disposiciones de salud pública y, por ende, a medida que más personas sean vacunadas pronto retornaremos a la normalidad y al igual que en los otros sucesos vivenciados por el mundo se presente una recuperación con grandes tasas de incremento interanual.

En otro orden de ideas, es muy importante considerar al realizar comparaciones que el documento de Estudios Básicos cuenta con tres escenarios de demanda, los cuales son sustentados por modelos matemáticos, conformados por bases históricas de 15 años o más, de tal forma se pueda presentar un rango más amplio de posibilidades. Además, debemos resaltar que, para las variables de Consumo Residencial, Alumbrado, Gobierno, Comercial, e Industrial se seleccionaron los modelos matemáticos con mejores valores de R^2 , lo cual nos da un indicio de la capacidad predictiva del programa. Seguidamente le presentamos la Tabla#1 con el promedio de la tasa de crecimiento del consumo del 2007 al 2019 y los valores obtenidos en nuestra proyección.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (Δ GWh - %)	ESCENARIO MODERADO (Δ GWh - %)	ESCENARIO OPTIMISTA (Δ GWh - %)
	CTOT	CTOT	CTOT
2007-2019	5.37%	5.37%	5.37%
2020-2024	2.05%	6.29%	7.52%
2024-2034	1.25%	3.47%	4.95%
2020-2034	1.48%	4.28%	5.69%

Tabla#1: Tasas de crecimiento de Energía proyectada por le ME-SIPRODE.

Como es visto en la tabla anterior las tasas de crecimiento de nuestra proyección no se alejan del comportamiento histórico de la demanda, además cabe resaltar que para la revisión final del Documento Estudios Básicos se colocará en un anexo las tasas de crecimiento de la serie histórica y la de las variables de Consumo Residencial, Alumbrado, Gobierno, Comercial e Industrial.

Respuesta a Comentarios de AES PANAMÁ, S.R.L. (Nota: AES-DC-013-21).

Comentario 1:

“Capítulo 5 – Resultados obtenidos de la Proyección de la Demanda Eléctrica. Tabla 5.4 Potencia Máxima anual por escenario debe contemplar la demanda máxima real registrada en el año 2020.”

	<i>Energía – GWh</i>	<i>Potencia - MW</i>
<i>2020</i>	<i>10,054.02</i>	<i>1969.00</i>

Respuesta:

Como se indica en la Tabla 5.4, estos son los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda, por ende, estas se realizaron con la información disponible en el momento. A su vez, se debe recordar que estas proyecciones no consideran Minera Panamá, para la cual se considera una demanda 238.75 MW. Si sumamos el valor proyectado para el año 2020, 1730.25 MW, y el valor de Minera Panamá, nos da un valor de 1969.00 MW, valor de demanda máxima alcanzado en marzo del 2020. Por otro lado, a diferencia de la potencia máxima, para conocer la energía total teníamos que esperar la finalización del año 2020, de modo que, estos valores se actualizan siempre para las siguientes revisiones del Tomo I – Estudios Básicos.

Comentario 2:

“En los últimos años la implementación de aplicaciones de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEb) han jugado un rol preponderante en la cadena de suministro de la industria eléctrica, pues permite una diversidad de aplicaciones que ayudan a optimizar el uso de los recursos de generación y de las infraestructuras de la red eléctrica, incrementando la confiabilidad del sistema.

- *Los SAEb permiten la adopción de varias tendencias en los sistemas de potencia a nivel global, tanto para los servicios de generación, transmisión y distribución. Por ejemplo, diversas aplicaciones permiten la integración de mayores niveles de energías renovables no convencionales e intermitentes como son la solar y eólica, ofreciendo alta flexibilidad para operar en conjunto con otras soluciones energéticas para facilitar la transición hacia mercados con mayores niveles de energías limpias. Además, permiten la provisión de una diversidad de servicios complementarios, que van desde aporte a la regulación primaria y secundaria de frecuencia, aporte de reserva rodante, aumento de la eficiencia energética, liberación de capacidad, soporte de tensión, seguimiento de carga, arranque en negro, mitigación de potencia máxima en horas de punta, liberación de capacidad de congestión bajo*

contingencia N-1, diferimiento de inversión en transmisión y/o distribución, control de reactivo, en términos de líneas de distribución y transmisión, permiten ofrecer a los clientes una alternativa de servicio eléctrico para puntos muy retirados en las líneas mientras se identifican y solucionan averías o fallas, entre otras aplicaciones conexas.

- *En Panamá ya se ha empezado a discutir los cambios regulatorios necesarios para la incorporación de proyectos de almacenamiento de energía basado en baterías. Prueba de ello fue que desde el año 2019 el Comité Operativo aprobó una propuesta de modificación al Reglamento de Operación que tiene como objetivo incluir Sistemas de Almacenamiento de Energía basado en baterías como parte de los servicios auxiliares de una central de generación capaz de aportar la Reserva Rodante (RR) y los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).*
- *A nivel regional la CRIE mediante la Resolución N° CRIE-44-20 del 17 de junio de 2020, aprobó cambios al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), a efecto de establecer las normas adecuadas de diseño de instalaciones de la Red de Transmisión Regional y para la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), relacionadas con aquellas unidades de generación que por su tecnología o diseño no pueden contribuir directamente con la regulación primaria de frecuencia tengan la opción de aportar dicho requerimiento por medio de un sistema de almacenamiento de energía.*

Por lo anterior, creemos que los Proyectos de Almacenamiento de Energía en Panamá y en la Región serán una realidad a corto plazo que deben ser considerados en los Planes de Expansión del SIN.”

Respuesta:

El Tomo I – Estudios Básicos, comprende información referente a la proyección de demanda. Se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Respuesta a Comentarios de ENSA (Nota: VI-014-2021).

Comentario 1:

“Capítulo 1: Introducción y Resumen

En el tomo I, ETESA presenta 3 escenarios de demanda de energía eléctrica en Panamá; si bien es cierto son supuestos, ¿Cuáles fueron las consideraciones o aspectos utilizados para su determinación?, principalmente para el escenario optimista que considera una recuperación en julio 2021. Ya que como sabemos la pandemia por COVID-19 continúa afectando todos los sectores económicos del país. “

Respuesta:

Las consideraciones o aspectos utilizados se presentan en el Capítulo#3, tomando como premisas estudios económicos presentados en el informe Perspectivas Económicas Mundiales elaborado por la FMI e Información de la OMS con respecto al inicio de Vacunación. Como se conoce, una vez tengamos a suficiente número de personas vacunadas la situación económica mundial comenzaría a presentar un repunte. Además, se debe recordar que, para la fecha de corte de recopilación de información, todavía no se conocía una fecha oficial para el inicio del proceso de vacunación, en aquel entonces solo se planteaba una recuperación para el 2021. Por ende, se estableció lo siguiente:

- Escenario bajo o pesimista: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar, paulatinamente, en enero del 2023 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.
- Escenario medio o moderado: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar en enero del 2022 a los valores obtenidos en diciembre del 2019. A diferencia del escenario pesimista, este comienza a crecer nuevamente desde el segundo semestre del 2021.
- Escenario alto u optimista: Este escenario considera una caída del PIB y de la demanda eléctrica, para luego retornar, de forma rápida, en julio del 2021 a los valores obtenidos en diciembre del 2019.

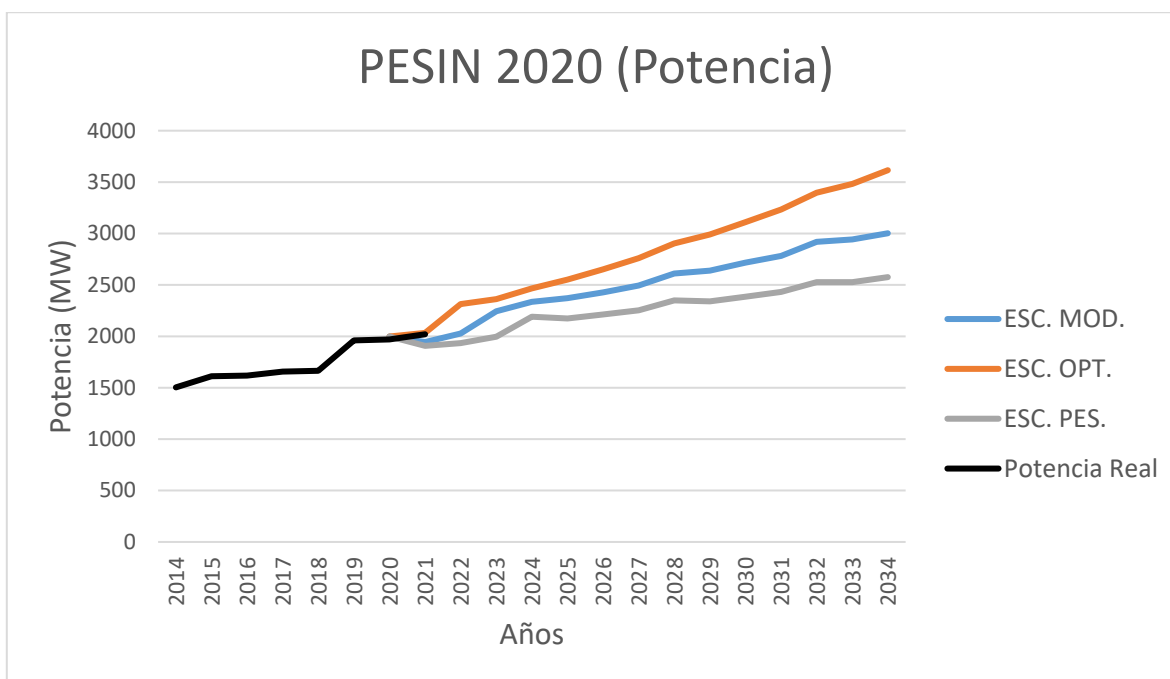
Además, se debe recordar que se busca con cada escenario:

- Escenario Medio o Moderado:
Este es el escenario en el que se espera suceda lo más probable, además, considera incrementos de la demanda moderados. La proyección de este escenario utiliza el comportamiento de las series históricas de las

variables explicativas. Además, este no deja de lado las tendencias de desarrollo económico y la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, debido las turbulencias financieras, que pudiesen devastar la economía mundial.

- **Escenario Alto u Optimista:**
 En el escenario optimista se aprecia como todas las variables contempladas alcanzan un crecimiento más elevado, en comparación al crecimiento de las variables del escenario moderado. Para esto, se asumen cambios significativos en algunas de las variables explicativas, lo que hace posible obtener incrementos en el consumo de energía eléctrica, teniendo siempre un máximo razonable.
- **Escenario Bajo o Pesimista:**
 En el escenario bajo se aprecia una disminución en la tendencia de las variables contempladas, en comparación al crecimiento normal de estas, lo cual produce una disminución considerable en el consumo de energía eléctrica. Este escenario, bajo o pesimista, contempla causas de un retroceso debido a crisis internacionales.

Como comentario final la demanda real a la fecha de esta respuesta, ha alcanzado los 2020 MW, lo que está por encima de los escenarios moderado y pesimista. Demostrando que los supuestos considerados en los Estudios Básicos son correctos y coherentes con la realidad.



Comentario 2:

“Capítulo 2: Metodología y Alcance

En la página 24 se menciona que, según la OMS, no se espera tener una vacuna hasta el segundo semestre del 2021, se debe corregir el comentario y los criterios que se hayan tomado en cuenta bajo esta premisa con información actualizada puesto que ya se tienen vacunas y el plan de vacunación de Panamá dará inicio en el primer semestre de este año.”

Respuesta:

Se debe recordar que la fecha de corte de recopilación de información para este documento se realizó en septiembre del 2020 y como sabemos el contexto mundial cambia minuto a minuto, por ende, se debe comprender que este informe ya cerro corte de recopilación de información y se debe recordar que, por ello, este informe cuenta con tres escenarios, de tal forma se pueda tener un rango más amplio de posibilidades.

Comentario 3:

“Capítulo 2: Metodología y Alcance

Indicar, de lo descrito en la página 28, cuales son los cambios que se realizaron a las variables explicativas o aclarar si solo se varió el PIB que es de la cual hacen énfasis en esta sección. En el análisis realizado posteriormente se varían todas las variables explicativas por lo que deberían mencionarse en esta sección También, indicar cuales fueron los % de variación del PIB para los escenarios optimistas, moderado y pesimista, respectivamente.”

Respuesta:

En el Capítulo # 3, en la Tabla 3.1 se encuentras los supuestos para la variación del PIB, además en este capítulo se presenta el contexto general de las variables explicativas. En el Capítulo # 4, se presentan los resultados en donde se presentan las tasas de variación del PIB para los escenario optimista, moderados y pesimista.

Comentario 4:

“Capítulo 2: Metodología y Alcance

En la Tabla 2.2 de la página 29 “Comparación de Demanda Máxima de Generación”, se observa que le “Escenario Alto – Proyectado” está por debajo del “Escenario Medio – Proyectado”, sin embargo; este debería estar por encima del valor del “Escenario Medio – Proyectado”.”

Respuesta:

Correcto, la demanda 2019 del escenario optimista obtuvo un valor inferior para el primer año de proyección, a pesar de esto sus tasas de incremento para los años posteriores fueron más altas, que las presentadas en los otros escenarios. Esto fue considerado para la elaboración de la demanda del PESIN 2020-2034.

Comentario 5:

“Capítulo 3: Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico

El PIB de Panamá va de la mano con la demanda eléctrica, la pandemia ha disminuido la demanda eléctrica del país considerablemente por sus cierres en locales comerciales, discotecas, entre otros comercios, esto afecta directamente el factor de carga del país. Para los análisis de las proyecciones, ¿se consideraron distintos factores de carga para los escenarios de años en pandemia y sin pandemia?”

Respuesta:

Si, para la proyección de demanda se consideran distintos factores de carga, este no se mantiene constante durante todo el periodo de estudio, además, para todas las actualizaciones del Tomo I, se le realiza una revisión de estos valores. En el Anexo, “Tomo I - Anexo - 2 - Variables Históricas & Proyección de Demanda”, se pueden apreciar estos valores.

Comentario 6:

“Capítulo 3: Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico

En la página 34, corregir la palabra “medias” para combatir el COVID – 19, por “medidas” para combatir el COVID-19.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 7:

“Capítulo 3: Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico

Solicitamos nos compartan el mes y día en que se dio la demanda máxima del 2020 de 1969 MW, que se señala en la página 52.”

Respuesta:

La demanda máxima presente en la página 52, se dio el 10 de marzo de 2020 a las 14:48.

Comentario 8:

“Capítulo 3: Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico

Revisar los datos de la Grafica 3.18 de Perdidas sobre todo los datos del 2019.”

Respuesta:

Los datos presentes en la Grafica 3.18, se obtuvieron del informe de la ASEP del Segundo semestre, se realizaron cálculos para obtener el porcentaje de pérdidas de cada distribuidora con respecto a las compras totales de energía:

CUADRO No. 22					
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA					
2019					
GWh					
EMPRESA	ENERGÍA COMPRADA	TOTAL DE ENERGÍA RECIBIDA	ENERGÍA VENDIDA	PÉRDIDAS	% DE PÉRDIDAS
EDEMET	4,601.14	4,601.14	4,368.79	232.35	5.05
ENSA	3,635.17	3,635.17	3,140.71	494.46	13.60
EDECHI	942.42	942.42	903.79	38.63	4.10
TOTAL DEL SISTEMA	9,178.74	9,178.74	8,413.29	765.45	8.34

Utilizando la Siguiete Formula:

$\% \text{Perdidas distribuidora} = (\text{Perdida Distribuidora GWh} / \text{Total Energía Comprada GWh}) * 100$

Lo cual nos da los valores antes mostrados.

Año	P. ENSA	P. EDEMET	P. EDECHI	P. Distribucion Totales
2019	5.39%	2.53%	0.42%	8.34%

Comentario 9:

“Capítulo 4: Proyección de la Demanda Eléctrica

Para todos los Gráficos de Consumo de Proyección ENSA: ejemplo el grafico 4.31 “Consumo Residencial” y demás gráficos similares, no se especifican las unidades de consumo.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 10:

“Capítulo 5: Resultados obtenidos de la Proyección de la Demanda Eléctrica

Estas proyecciones de demanda utilizan el modelo ME – SIPRODE. En estas proyecciones no se toman en cuenta las pérdidas de los grandes clientes; no obstante, consideremos deben ser contempladas en las proyecciones toda vez que estamos proyectando la demanda del país y como tal las redes eléctricas deberán ser capaces de suministrar la capacidad requerida independientemente del tipo de cliente.

Respuesta:

El programa ME – SIPRODE, considera el consumo y pérdidas de grandes clientes o grandes usuarios de baja y alta tensión, los resultados de estas se pueden apreciar en la página 109, en la sección de PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES USUARIOS. Además, en la Tabla 5.1, en la columna denominada “GU” se presentan los resultados obtenidos para grandes usuarios.

Comentario 11:

“Capítulo 7: Desagregación por Barra

En la página 139, se observa en la Tabla 7.1: Desagregación por Barra (Parte 1) que los valores de potencia (MW) proyectado para el año 2034 de las Nuevas S/E Gonzalillo y S/E Cativa están invertidas, respecto a los valores compartidos mediante nuestra nota VI-225-2020:

Demanda Máxima No Coincidente (MW) por Subestación														
SUBESTACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tocumen	80.82	84.81	88.87	93.73	95.51	96.90	98.03	99.11	100.20	104.37	105.44	106.50	107.56	108.61
Cerro Viento	81.93	82.85	83.27	78.70	83.94	85.50	87.16	89.28	91.99	93.32	94.80	96.04	97.54	99.33
Llano Bonito	25.40	30.67	31.82	36.83	38.72	40.83	43.14	45.93	49.39	52.92	56.16	57.93	59.71	61.49
Santa María	63.88	91.83	96.46	107.33	110.43	113.64	117.11	120.79	125.55	129.21	132.76	134.34	137.66	141.57
Monte Oscuro	79.76	85.96	88.48	97.86	101.16	103.32	105.62	108.01	110.25	111.47	112.56	113.66	114.76	115.86
Tinajitas	55.20	62.23	64.57	70.94	72.47	73.96	75.22	76.43	77.65	78.87	79.01	80.31	81.54	83.76
Geehan	23.86	23.16	24.44	28.06	28.91	29.84	31.00	32.54	33.24	34.00	34.99	34.71	35.03	35.34
Chillibre (incluye IDAAN)	49.46	55.14	55.70	57.38	57.94	58.50	59.06	59.62	60.18	60.74	61.30	61.86	62.42	62.98
Calzada Larga	9.00	10.84	11.29	12.64	13.09	13.54	14.00	14.45	14.90	15.35	15.80	16.25	16.70	17.16
France Field	54.50	63.78	73.11	78.90	79.60	80.29	80.99	81.69	82.39	83.08	83.78	84.48	85.18	85.87
Bahía Las Minas	25.44	25.51	27.25	26.25	23.24	24.24	25.24	26.24	27.24	28.24	29.24	30.24	31.24	32.24
Carga 44 kV: carga SE COL+ SE MH	24.96	33.08	33.89	35.65	38.08	38.89	39.59	40.29	40.99	41.69	42.39	43.09	43.79	44.49
24 de Diciembre	38.76	51.26	55.23	61.28	64.45	66.93	68.53	69.78	71.00	72.35	73.60	74.91	76.01	77.12
Nueva S/E Gonzalillo				29.38	30.78	32.42	34.81	35.51	36.24	36.98	37.72	38.46	39.19	39.93
S/E Costa del Este	30.48	35.40	38.44	42.70	47.89	52.35	54.45	55.92	57.14	58.60	59.64	60.21	60.43	60.66
Nueva S/E Cativa				13.68	14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80	17.08
Nueva S/E Santa Rita		7.32	7.38	7.44	7.50	7.56	7.62	7.68	7.74	7.80	7.86	7.92	7.99	8.05

Fuente VI-225-2020 de 06 de agosto de 2020.

Adicionalmente, las columnas 2021 y 2022 de la Tabla 7.1, están repetidas.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 12:

“Comentarios Generales:

En algunas páginas como la No. 29, 40, 42, 69, 107, 108, 157, 160, 162 aparece el error: “¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.” Cuando se hace referencia a un Grafico o Tabla.”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Respuesta a Comentarios de Hidro Boquerón, S.A. (Nota: HBSA-ADM-0008-2021).

Comentario 1:

“Hay referencias a Tablas y Gráficas que contienen un mensaje de error en su enlace. Esto aparece en las siguientes páginas: 29, 40, 42, 69, 97, 107, 108, 154, 160 y 162. En página 29 corregir el valor 0.057% en el párrafo explicativo, por 0.57% indicado en la Tabla 2.2”

Respuesta:

Se acepta el comentario y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

Comentario 2:

“En la página 29 se presenta una evaluación de la nueva metodología (basada en el ME- SIProDe), comparando el pronóstico de demanda del año 2019, para los tres escenarios posibles, con la demanda máxima registrada en dicho año. La diferencia porcentual resultante se compara al criterio de aceptación de +/-5%, y, al ser bastante inferior, se concluye que el modelo es satisfactorio. Considero que este criterio de aceptación es bastante laxo en la forma usada, dado que cualquiera forma educada de pronosticar también cumpliría el mismo. Se debería usar contra el diferencial de crecimiento de la demanda real, o estimada, con la demanda registrada del año anterior. En nuestro caso, la demanda creció en 296 MW (de 1,665 MW en 2018 a 1,961 MW en 2019). El modelo, sin embargo, pronosticó demandas que corresponden a un crecimiento de 284, 287 y 277 MW, para cada respectivo escenario, lo que resultaría en errores de -3.7%, -2.9% y -6.2%. El promedio de los errores resulta por debajo del criterio de 5%, por lo que se le podría considerar cómo aceptable, pero observamos que para escenarios optimistas el modelo de predicción no es tan preciso. Recomendamos seguir evaluando el modelo a medida de que se vayan obteniendo más datos.”

Respuesta:

Se acepta el comentario, se revisará la metodología de evaluación de la capacidad predictiva del programa. De ser requerido se ajustará en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

Comentario 3:

“Una vez establecido las co-relaciones entre el crecimiento eléctrico y la actividad económica, es necesario proyectar al futuro las variables macroeconómicas. Si bien para la proyección de algunas de estas se usa estimaciones de entes más especializados en la economía, los escenarios pesimista y optimista son

proyectados mediante tendencias determinísticas lineales y logarítmicas, sin mayor explicación de los parámetros de ajuste de las mismas. Las diferencias entre las variables macroeconómicas proyectadas para cada escenario divergen bastante, lo cual se refleja en los resultados finales de la proyección de demanda de energía. Se observa que la demanda de energía en el año 2034 para el escenario pesimista es un 34% menor que en el escenario moderado, y el optimista es a su vez 22% mayor al moderado. Esta separación tan amplia entre los dos escenarios alternos puede ocasionar que las soluciones de expansión de la generación y transmisión sean completamente diferentes para cada escenario, dificultando las decisiones a tomar en la implementación de los planes. Sugiero analizar y considerar esto un poco más.”

Respuesta:

Se acepta el comentario, se revisará la diferencia de las proyecciones de las variables macroeconómicas. De ser requerido se ajustará en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

Comentario 4:

“Una vez efectuada la proyección del consumo eléctrico, se pasa a proyectar la demanda de potencia correspondiente a cada escenario. El documento no detalla el procedimiento seguido para esto, por lo que solamente podemos comentar los resultados obtenidos. Al respecto, quisiera referirme a la Tabla 5.4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión, en la página 118 del documento. Llama la atención que el factor de planta, que durante el período 2007 a 2019 osciló entre un valor promedio de 69.7%, para la proyección del escenario pesimista cae a 65.5% (promedio), y para los escenarios moderados y optimista sube a 75.6% y 75.3% respectivamente (valores promedios). La explicación para estas diferencias puede ser cambios importantes en el peso de los diferentes sectores (residencial, comercial, industrial, a.p.) entre el escenario pesimista y los otros dos escenarios, y con la historia reciente. Sería interesante que en el documento final se pueda incluir alguna gráfica que muestre la participación de cada sector en la demanda eléctrica total, y que explique este futuro cambio en los factores de planta de los escenarios.”

Respuesta:

La metodología utilizada por el ME-SIPRODE para la proyección de potencia se encuentra detallada en el Anexo I, Metodologías y Manual de Usuario del Modelo.

A su vez, se acepta el comentario referente al factor de planta, procederemos a realizar el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.