

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN N° 15703-Elec

Panamá, 3 de octubre

de 2019

“Por la cual se aprueba el valor de la Reserva para Confiabilidad para el año 2020.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

CND RECIBIDO
[Signature]
4 OCT 2019 10:59AM

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargada de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los Agentes del Mercado;
4. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998, y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad establecen que el Centro Nacional de Despacho (CND) debe calcular la reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidad vigente. Dichos criterios y el nivel de reserva para confiabilidad serán propuestos por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la empresa de transmisión;
6. Que conforme a lo establecido en el referido 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, los valores propuestos requieren la aprobación de esta Autoridad Reguladora, la cual verificará que los mismo reflejen la seguridad del abastecimiento de la demanda pretendida y el Informe, una vez aprobado, debe ser puesto en conocimiento de los Participantes del Mercado;
7. Que mediante nota DSAN No.1992-19 de 12 de julio de 2019, se le indicó al CND que esta Autoridad Reguladora ha recibido en varias ocasiones, sendos cuestionamientos con relación al Cálculo de la Reserva para Confiabilidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), siendo el más reciente, el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) en contra de la Resolución AN No.13418-Elec de 14 de junio de 2019, por la cual se aprobó el Documento de Licitación presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), correspondiente al Acto de Concurrencia LPI No. ETESA 01-19;



8. Que lo planteado en el mencionado Recurso de Reconsideración refleja parte de las dudas más recurrentes, como en este caso por parte de la empresa ENSA, en cuanto a que las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional no se han desmejorado, muy por el contrario, el SIN cuenta con mayor capacidad instalada y no se evidencian escenarios o condiciones que hagan suponer una situación diferente al año anterior, por lo que no se justifica una variación marcada en el requerimiento de la Reserva para Confiabilidad entre los años 2018 y 2019;
9. Que en respuesta el CND remite la nota ETE-DCND-GNP-39-2019 de 30 de julio de 2019, mediante la cual indica: i) que la metodología actual fue establecida hace un poco más de diez (10) años, ii) el CND ve adecuado el momento para realizar una revisión completa de todo lo que involucra determinar el nivel de Reserva de Confiabilidad, iii) no estaban en capacidad de poder presentar al 14 de agosto de 2019, una propuesta de modificación al procedimiento de cálculo de la Reserva para Confiabilidad, ya que este estudio puede llevar al menos seis (6) meses, y iv) que para el cálculo de la Reserva de Confiabilidad para el año 2020, se utilice el procedimiento vigente;
10. Que esta Autoridad mediante nota DSAN-2274-19 de 5 de agosto de 2019, le solicitó al CND presentar, en el Informe de Confiabilidad que someta a aprobación 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.
 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 la metodología actual y un Costo Promedio de Potencia en Contratos de Suministros en la Tarifa de Clientes Regulados de 18.76 B./kW-mes.
11. Que mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-485-2019 calendada 10 de septiembre de 2019, el Centro Nacional de Despacho (CND) remitió a esta Autoridad Reguladora el Informe de Confiabilidad correspondiente al año 2020. Adicionalmente, en la misma nota solicitó un plazo adicional de diez (10) días hábiles para la entrega de un nuevo cálculo de la Reserva, debido a la entrega tardía de información por parte del agente BAHÍA LAS MINAS CORP., quien anunciaba su permanencia en el sistema por un año más y las observaciones emitidas por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para su análisis correspondiente y su posterior aprobación;
12. Que en ese sentido, el agente BAHÍA LAS MINAS CORP. (BLM), había notificado el retiro de las Turbinas de Gas No. 5, No. 6 y No. 8 del sistema, y posteriormente mediante nota BLM-PV-012-2019, recibida el día 4 de septiembre de 2019, fecha en que ya se había culminado el proceso de elaboración del Informe, el agente señala que no serían retiradas las referidas turbinas del sistema con la finalidad de brindar respaldo al mismo. La empresa BAHÍA LAS MINAS CORP. (BLM), ha indicado mediante notas, que procedería al retiro de las unidades de generación BLMG5, BLMG6 y BLMG8, desde el año 2016 y de igual forma ha enviado notas indicando que posterga el retiro de dichas unidades;
13. Que adicionalmente la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), presentó al CND sus observaciones al Informe de Confiabilidad 2020, mediante nota ETE-DI-GPL-251-2019 de 6 de septiembre de 2019, señalando que se debe dar un mayor detalle del valor máximo de la potencia asociada y la realización de una consultoría que evalúe la metodología vigente;



14. Que del primer Informe de Confiabilidad para el año 2020, remitido a esta Autoridad sin considerar las turbinas de gas BLMG5, BLMG6 y BLMG8 del Agente BAHÍA LAS MINAS CORP. (B.L.M), se obtuvo para cada uno de los escenarios solicitados los siguientes resultados:

Informe No.1	
Potencia Firme Total Ofertada (PFTO)	2,230.46 MW*
Escenario 1	6.45%
Escenario 2	9.35%
Escenario 3	8.63%
Escenario 4	4.31%
* PFTO sin considerar las turbinas de gas BLMG5, BLMG6 y BLMG8 (71.86 MW).	

15. Que en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-506-2019 calendada 24 de septiembre de 2019, el Centro Nacional de Despacho (CND), remitió el Segundo Informe en el que se consideran las turbinas BLMG5, BLMG6 y BLMG8 del Agente BAHÍA LAS MINAS CORP. (BLM), con las observaciones de ETESA remitida mediante nota ETE-DI-GPL-261-2019 de 6 de septiembre de 2019, donde están de acuerdo al considerar los comentarios y los resultados;
16. Que del Segundo Informe de Confiabilidad para el año 2020, remitido a esta Autoridad tomando en consideración las turbinas de gas BLMG5, BLMG6 y BLMG8 del Agente BAHÍA LAS MINAS CORP. (BLM), se obtuvo para cada uno de los escenarios solicitados, los siguientes resultados:

Informe No.2	
Potencia Firme Total Ofertada (PFTO)	2,302.32 MW**
Escenario 1	9.88%
Escenario 2	9.35%
Escenario 3	9.49%
Escenario 4	7.67%
** PFTO considerando las turbinas de gas BLMG5, BLMG6 y BLMG8 (71.86 MW).	

17. Que al realizar el análisis de los cálculos efectuados por el CND, se observa que considerando una disponibilidad mayor de potencia firme del parque generador, como única variable de sensibilidad, se refleja una diferencia superior al 3%, al comparar el Escenario No.1 presentado en el Primer Informe con respecto al Segundo Informe; y de igual forma este mismo comportamiento se observa el Escenario No. 4 de ambos Informes, donde sólo se varía el precio de la potencia. Los escenarios No. 2 y No.3, son escenarios básicamente estáticos, razón por la cual no se reflejan variaciones significativas;
18. Que la potencia firme de largo plazo que venden los Participantes Productores y las empresas Distribuidoras con generación propia, ya contempla un determinado nivel de reserva, incluidos al considerar la indisponibilidad por salida forzada en el caso de centrales termoeléctricas, y al ser considerados los años con baja hidrología para las centrales hidroeléctricas, por lo que es prudente evaluar adecuadamente las variaciones propuestas;
19. Que al revisar los escenarios presentados en los Informes de Confiabilidad correspondiente al año 2020, esta Autoridad Reguladora considera que el CND no sustentó las variaciones presentadas en el Segundo Informe remitido mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-506-2019 calendada 24 de septiembre de 2019, toda vez que no se explicó, ni se documentó, cómo se afectan los resultados al considerar la entrada de una Central de Generación, siendo este el único parámetro que cambia, reflejándose en el resultado una variación superior al 3% para el escenario No.1, a pesar de mantener un parque de generación mucho más grande y por tanto, se requiera contratar una mayor reserva de confiabilidad, razón por la cual se rechaza el Segundo Informe;



20. Que si bien el resultado obtenido en el Segundo Informe que se sometió a la aprobación de esta Autoridad Reguladora es producto de la aplicación de la Metodología vigente, es necesario señalar que dicha metodología debe revisarse de manera integral próximamente, tal como ya se la ha indicado al CND. En el Segundo Informe no se encuentra explicación a la variación presentada con respecto al Primer Informe remitido, cuyos resultados pareciesen no ser coherentes.

No se explica en el Segundo Informe por qué al calcular la Potencia Firme Total Requerida (PFTR), determinada como el cociente de la Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) entre el Factor de Capacidad (FCAP), sólo aumenta la PFTO debido a la mayor disponibilidad de generación producto del no retiro de las unidades BLMG5, BLMG6 y BLMG8 del Agente BAHÍA LAS MINAS CORP. (BLM), pero se mantiene igual el FCAP, siendo éste último la relación que resulta de dividir la Demanda Total Objetivo (DTO) entre la Demanda Total (DT). Es decir, ante un aumento de la PFTO del parque de generación, es de esperarse que esto conlleve igualmente a un aumento en la DTO que puede ser abastecida con dicho parque, lo cual no ocurre en este caso;

21. Lo anterior es relevante, ya que esto conlleva a un aumento en la Reserva para Confiabilidad debido al cambio en la PFTO, pero dicho aumento en la PFTO no incrementa la Demanda Total Óptima (DTO) que puede ser abastecida, lo cual refleja la existencia de un problema metodológico, que hace necesaria la revisión integral de la normativa;
22. Que con respecto al Primer Informe presentado mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-485-2019 calendada 10 de septiembre de 2019 y luego de analizar el escenario No.1 propuesto, por el Centro Nacional de Despacho (CND), se presenta una Reserva Óptima (RO) de 114.58 MW, que representa un 6.45% de la Demanda Máxima prevista para el 2020, y toda vez que el valor obtenido bajo este escenario es producto de la metodología vigente y siendo que no se tiene una alternativa con la cual reemplazar este cálculo, se considera aceptable el resultado para los efectos del cálculo del valor de reserva para confiabilidad para el año 2020;
23. Que con fundamento en lo anteriormente expuesto, corresponde a esta Autoridad Reguladora decidir lo que en derecho procede por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR un valor de reserva para confiabilidad de 6.45% conforme se establece en el escenario No.1 del Informe de Confiabilidad para el año 2020, presentado por el Centro Nacional de Despacho (CND), mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-485-2019 de 10 de septiembre de 2019 (Primer Informe), cuyo texto completo se encuentra en el **ANEXO A** de la presente Resolución de la cual forma parte integral.

De igual forma y con carácter informativo, en el **ANEXO B** de la presente Resolución se adjunta el Informe de Confiabilidad para el año 2020, presentado por el Centro Nacional de Despacho (CND) mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-506-2019 calendada 24 de septiembre de 2019 (Segundo Informe).

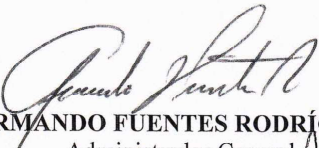
SEGUNDO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho (CND) que el Informe de Confiabilidad para el año 2020 debe ponerse a disposición de todos los interesados, y con base en el valor de reserva para confiabilidad, aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución, deberá elaborar el Informe Indicativo de Demandas para el periodo 2020-2040.

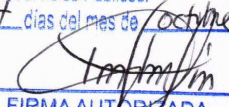


TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución rige a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro el término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
Dado a los 4 días del mes de octubre de 2019

FIRMA AUTORIZADA

SEPTIEMBRE DE 2019



Centro Nacional
de Despacho

INFORME DE CONFIABILIDAD 2020

GOP-46-09-2019

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 BLMG5, BLMG6, BLMG8, MIRG6, MIRG8 y la C. T. Cerro Azul.

Este estudio toma en consideración una Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) de 2,230.46 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 = 114.58 MW que representa un **6.45%** 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 8.63%.

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 76.54 MW (4.31%) 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.

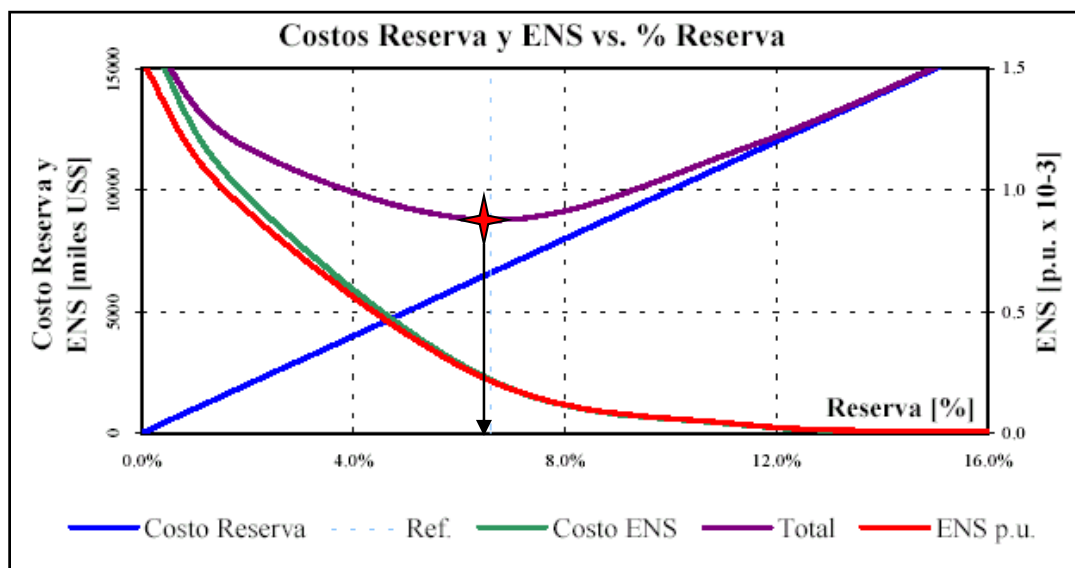
Las reservas de largo plazo, o mejor conocidas como las reservas para confiabilidad, son las que permiten garantizar que el sistema disponga de capacidad suficiente para abastecer la máxima demanda anual más pérdidas técnicas por el transporte de los bloques de energía.

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 contantes 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:

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

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 BLMG5, BLMG6, BLMG8, 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.

HIDROS	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	20.07
Bajo de Mina G3	0.58	
Bajo de Totuma	6.30	2.04
Bayano	260.00	160.12
Changuinola I	209.60	175.33
Mini Chan	9.78	
Cochea	14.93	3.06
Concepción	11.00	2.49
Dolega	3.12	1.10
El Fraile	6.66	1.50
Esti	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	57.90	19.42
La Potra G4		
Salsipuedes	31.30	22.22
Bonyic		
Los Planetas II	8.88	3.35
Bugaba	4.70	0.51
Bugaba II	5.86	1.36
Las Cruces	9.38	3.17
Las Cruces G3	0.97	
Barro Blanco	26.59	11.57
Barro Blanco G3	1.89	
San Andrés	10.00	2.54
Pando	32.60	25.13
TOTAL	1,760.93	1,113.94

Tabla 3: Plantel Hidroeléctrico.

TERMICOS	POTECIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
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
Tropitámica	5.00	4.56
TOTAL	1,263.00	1,074.52

Tabla 4: Plantel Termoeléctrico.

PLANTA	POTECIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
ACPBU_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	POTECIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Hidro Panamá	4.28	0.74
Hidro Candela	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
Pocrí	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 Chiriqui	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)	SEMANA	Potencia Disponible (MW)	SEMANA	Potencia Disponible (MW)	SEMANA	Potencia Disponible (MW)
1/2020	2,662.82	14/2020	2,512.03	27/2020	2,781.01	40/2020	2,981.17
2/2020	2,635.90	15/2020	2,524.90	28/2020	2,754.95	41/2020	2,991.21
3/2020	2,605.28	16/2020	2,529.98	29/2020	2,757.90	42/2020	2,985.54
4/2020	2,577.14	17/2020	2,566.94	30/2020	2,758.80	43/2020	2,986.82
5/2020	2,553.53	18/2020	2,598.12	31/2020	2,772.55	44/2020	2,971.69
6/2020	2,537.28	19/2020	2,645.06	32/2020	2,794.89	45/2020	2,927.56
7/2020	2,532.38	20/2020	2,686.56	33/2020	2,821.48	46/2020	2,891.91
8/2020	2,541.27	21/2020	2,737.13	34/2020	2,854.46	47/2020	2,871.98
9/2020	2,548.08	22/2020	2,781.48	35/2020	2,870.96	48/2020	2,823.52
10/2020	2,540.97	23/2020	2,787.01	36/2020	2,883.57	49/2020	2,775.90
11/2020	2,547.71	24/2020	2,766.00	37/2020	2,913.15	50/2020	2,752.48
12/2020	2,531.93	25/2020	2,796.86	38/2020	2,927.03	51/2020	2,718.18
13/2020	2,512.77	26/2020	2,799.75	39/2020	2,941.64	52/2020	2,698.21

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 %	Demanda (MW) (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	1.38
1.05	1,865.35	208,884.20	68.68
1.10	1,954.17	218,831.07	408.94
1.15	2,043.00	228,777.93	919.69
1.20	2,131.83	238,724.80	1,729.40

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:

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

Obteniendo el siguiente valor:

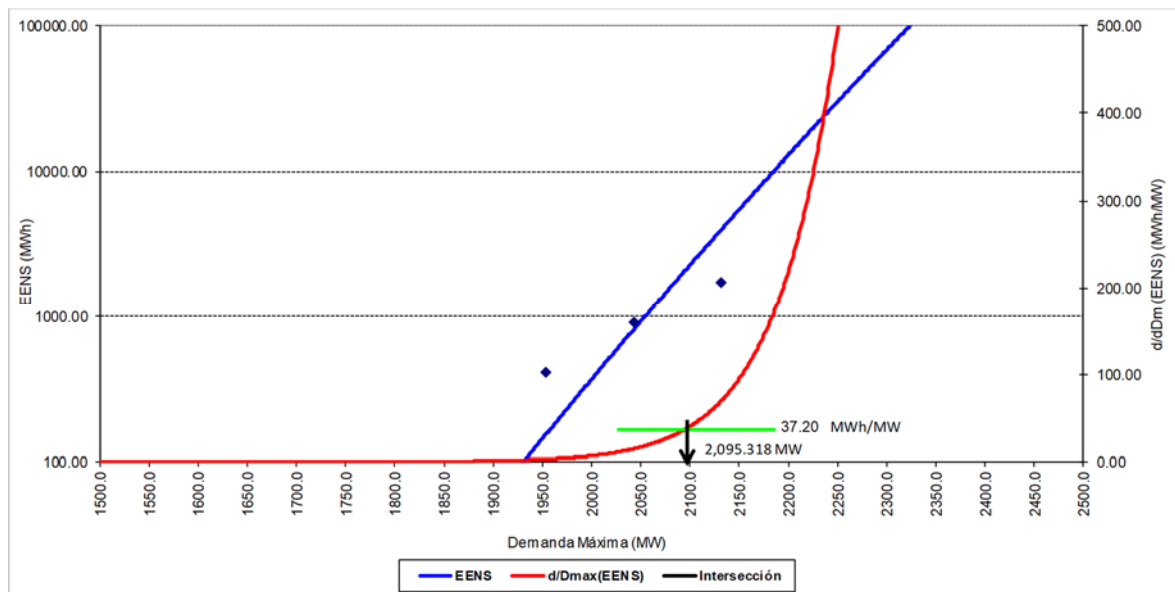
$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = 37.20 \text{ MWh/MW}$$

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**) = 2,095.32 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 2,095.32 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 318.80 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		FCAP
	(MW)	(GWh)	
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**.

$$PFTR = \frac{PFTO}{FCAP} = \frac{2230.46}{1.179450} = 1891.10 \text{ MW}$$

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

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

$$RCONF = \frac{1891.10}{1776.52} - 1 = 6.45\%$$

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

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

Donde **PFTO** es de 2,230.46 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$RO = (2,230.46 / 1.179450) - 1,776.52$$

$$RO = 114.58 \text{ MW } (6.45\%)$$

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

$$114.58 + 1,776.52 = 1,891.10$$

$$\mathbf{DMG = 1,891.10 \text{ MW}}$$

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%.

AÑO	RESERVA DE CONFIABILIDAD
2017	8.35%
2018	3.11%
2019	16.60%
2020	6.45%

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 8.63%.

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:

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

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

Obteniendo el siguiente valor:

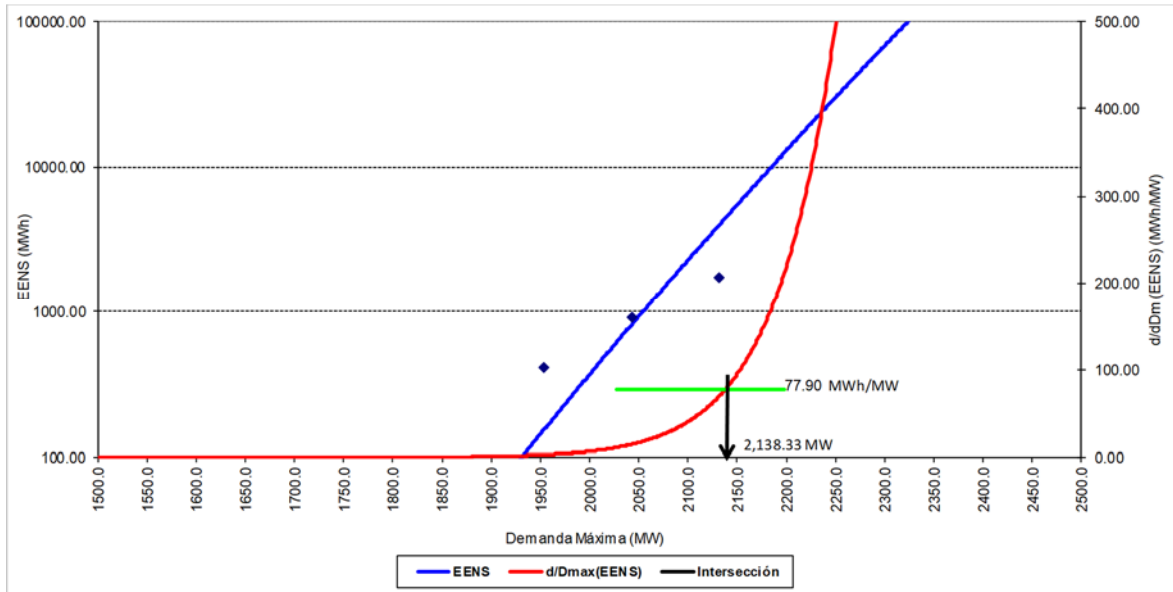
$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = 77.90 \text{ MWh/MW}$$

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**) = 2,138.33 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 2,138.33 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 361.80 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 1.203659, la Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) resultante para el Escenario 4 es la siguiente:

$$PFTR = \frac{PFTO}{FCAP} = \frac{2230.46}{1.203659} = 1853.07 \text{ MW}$$

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

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

$$RCONF = \frac{1853.07}{1776.52} - 1 = 4.31\%$$

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

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

Donde **PFTO** es de 2,230.46 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$RO = (2,230.46/1.203659) - 1,776.52$$

$$RO = 76.54 \text{ MW } (4.31\%)$$

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

$$76.54 + 1,776.52 = 1,912.77$$

$$\mathbf{DMG = 1,853.07 \text{ MW}}$$

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 se tiene una Potencia Firme Total Ofertada de 2,230.46 MW, quedando un margen de oferta de potencia de 453.94 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 BLMG5, BLMG6, BLMG8, MIRG6, MIRG8 y el retiro la C.T. Cerro Azul. Se determina que existe un requerimiento de reserva de 114.58 MW (6.45%) 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 Escenarios 3 que adicionalmente considera en el promedio los resultados del Escenario 1 se obtiene una reserva de confiabilidad de 8.63%.

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 76.54 MW (4.31%) para la confiabilidad del suministro en el año 2020.

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

CND RECIBIDO

[Firma]
7 AGO 2019 1:42PM

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.

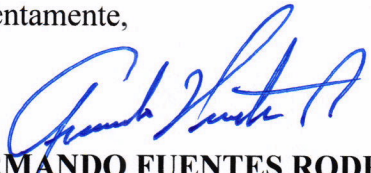
[Firma]

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

ETE-DI-GPL-251-2019
6 de septiembre de 2019

Ingeniero
Víctor González
Director
Centro Nacional de Despacho
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

***Asunto: Respuesta a nota ETE-DCND-GOP-PMP-482-2019 - Comentarios al
"Informe de Confiabilidad para el año 2020"***

Estimado ingeniero González:

Hacemos referencia a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-482-2019, con fecha de 4 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 2020".

En cumplimiento con lo indicado en las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en su numeral 5.1.1.11, los criterios y el nivel de reserva para confiabilidad, de este informe son propuestos por la empresa de transmisión y el CND. ETESA ha revisado en detalle el "Informe de Confiabilidad 2020" y sostuvo una reunión con personal del CND para tratar el mismo.

A continuación, nuestros comentarios:

- Se debe dar una explicación con mayor detalle del valor máximo de la potencia asociada a considerar, en este informe es de 1,776.52 MW, el cual se deriva del Informe Indicativo de Demanda, sin embargo, se debería indicar como se llega a este valor.
- De acuerdo a la metodología actual para el cálculo de la reserva para confiabilidad, solo se analizan las condiciones para el siguiente año, previo a la elaboración del informe. Sin embargo, este nivel de reserva es utilizado tanto para la contratación de las empresas distribuidoras a largo plazo, como para la planificación de la expansión de la generación del SIN. Por estos motivos consideramos que se debe realizar una consultoría que

evalué la metodología actual y las herramientas computacionales utilizadas, para verificar si es conveniente mantener esta metodología o establecer una nueva, considerando análisis para periodos mayores a un año.

Atentamente,



Carlos Mosquera Castillo
Gerente General

D. R. 10-10-18 MS
OR/DAP/MS