



Año CXIII **Panamá, R. de Panamá** **miércoles 16 de octubre de 2019** **N° 28883-A**

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 15689-Elec
(De miércoles 25 de septiembre de 2019)

POR LA CUAL SE RESUELVEN EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN INTERPUESTO POR LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET), Y LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) EN CONTRA DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 15580-ELEC DE 8 DE AGOSTO DE 2019.

Resolución AN N° 15699-Elec
(De lunes 30 de septiembre de 2019)

POR LA CUAL SE APRUEBAN LAS MODIFICACIONES A LA METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EL RACIONAMIENTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MDR)

Resolución AN N° 15703-Elec
(De jueves 03 de octubre de 2019)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL VALOR DE LA RESERVA PARA CONFIABILIDAD PARA EL AÑO 2020.

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 15689 -Elec

Panamá, 25 de septiembre de 2019

“Por la cual se resuelven el recurso de reconsideración interpuesto por la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** en contra de la Resolución AN No.15580-Elec de 8 de agosto de 2019.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante Resolución AN No.15580-Elec de 8 de agosto de 2019, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, resolvió suspender por un periodo de seis (6) meses, a partir del 1 de septiembre de 2019, la contabilización de las interrupciones programadas a ser consideradas en la sumatoria de interrupciones permanentes “n” para el cálculo de indicadores de confiabilidad SAIFI y SAIDI global e individual establecidos en el Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica, denominado “Normas de Calidad del Servicio Técnico”, aprobada por la Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 y sus modificaciones para la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)**, la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** y a la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**;
2. Que en tiempo oportuno, la licenciada Cinthya Camargo, actuando en su condición de Representante Legal de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, presentó recurso de reconsideración en contra de la Resolución AN No.15580-Elec de 8 de agosto de 2019, el cual fue admitido y concedido en el efecto suspensivo, así como el traslado del mismo a la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, por un término de cinco (5) días, mediante Providencia No.0120-2019 fechada 21 de agosto de 2019;
3. Que la representante legal de la de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, fundamentó su recurso de reconsideración en las siguientes consideraciones:
 - 3.1 Cabe destacar que en la redacción del Resuelto Segundo, numeral 3, la ASEP, indicó “3. Cabe destacar que la duración de cada interrupción programada, será descontada de las cuarenta (40) horas máximas para interrupciones programadas para cada circuito”, por lo tanto, solicitan que se limite a cuarenta (40) horas de interrupción de los clientes y no del circuito ya que se pueden programar interrupciones para mantenimiento sobre un circuito sobre un circuito X cuya duración, si se sumaran todas las interrupciones supere las 40 horas, pero que a ningún cliente se le supere el límite máximo por esta Autoridad Reguladora.
 - 3.2 En ese mismo sentido, manifiestan que con relación al mismo resuelto y numeral 3, que se revise la posibilidad de combinar la duración de interrupciones programadas individuales a criterios de la distribuidora, pero que la suma de éstas no supere las 40 horas.
4. Que la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A.**, en tiempo oportuno presentó sus comentarios sobre el Recurso de Reconsideración interpuesto en contra de la Resolución AN No.15580-Elec de 8 de agosto de 2019, indicando entre otras cosas que:
 - 4.1. Alegan estar parcialmente de acuerdo con la interpretación que EDEMET y EDECHI, hacen al respecto, sobre que el espíritu que persigue la Resolución AN No.15580-Elec, visto de una

[Handwritten signature]

Resolución AN No. 15689-Elec
de 25 de septiembre de 2019
página 2 de 3



manera indirecta pero bastante evidente, lo que busca es que ningún cliente puede estar sometido a interrupciones programadas por más de 40 horas; no obstante, debemos advertir que no queda claro en la Resolución, si estas 40 horas son mensuales o para el periodo de suspensión definido.

- 4.2. Indican que se suman a lo solicitado por EDEMET y EDECHI, ya que dentro de la red de distribución, las interrupciones programadas se hacen sobre derivaciones o tramos que forman parte de un mismo circuito, por lo que no los clientes de un crédito resultan afectados durante los mantenimientos programados.
5. Que luego de analizar tanto el recurso de reconsideración presentado por la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** y los comentarios remitidos por la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A.**, esta Autoridad Reguladora procede a resolver el mismo, previo las siguientes observaciones:

- 5.1. En lo que respecta a los argumentos esbozados en los recursos de reconsideración de las empresas de distribución, tenemos a bien indicar que efectivamente los circuitos están compuestos por diversos tramos a los cuales están conectados los clientes y que los trabajos de mantenimiento se pueden realizar de forma seccionada, de modo que al ejecutarlos se pueden programar para no afectar a los mismos clientes, en ese sentido, se considera apropiado utilizar como parámetro de medición la duración de la interrupción de forma individual a cada uno de los clientes, en lugar de referirse al circuito.

Por lo tanto, al realizar esta modificación, se debe contemplar de forma paralela que el tiempo otorgado previamente correspondía al circuito completo, por lo que, al minimizar la cantidad de afectados que se tenía en las condiciones establecidas en la Resolución recurrida, se redujo de igual manera el tiempo máximo otorgado mensual, es decir, ahora en lugar de 40 horas serán 24 horas.

- 5.2. Sobre lo señalado por la empresa de distribución ENSA, acerca de considerar sólo el excedente de tiempo para la inclusión de la interrupción para el cálculo de los indicadores de las Normas de Calidad del Servicio Técnico, debemos remitirnos a lo expuesto en el Anexo B de la Resolución AN No. 11199-Elec de 27 de abril de 2017, modificada por la Resolución AN No. 11311-Elec de 12 de junio de 2017, el cual contiene el "PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN, TRAMITACIÓN, EVALUACIÓN Y DECISIÓN DE LA CALIFICACIÓN DE CASO FORTUITO Y FUERZA MAYOR COMO EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD EN EL CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO Y NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y/O DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.", en virtud que una misma interrupción al ser evaluada es aceptada o denegada, por lo tanto, no puede ser parcialmente aceptada por la duración otorgada mediante la Resolución AN No. 15580-Elec de 8 de agosto de 2019 y denegada en concepto del tiempo excedente.

Por consiguiente, la contabilización de una interrupción debe ser de forma íntegra en lugar de ser de forma fragmentada para el cálculo de los indicadores. Sin embargo, se consideró aumentar el tiempo permitido por interrupción individual una hora adicional a fin de poder permitir un mayor alcance en los trabajos por interrupción programada, por lo tanto, se pasó de 5 horas a 6 horas.

- 5.3 En base las consideraciones del 5.1 y 5.2 se modificó adicionalmente el periodo mínimo que debe existir entre interrupciones programadas para un mismo cliente, pasando de veinticuatro (24) horas a cuarenta y ocho (48) horas, a fin de ocasionar las menores molestias posibles a los clientes.
6. Que en atención a las consideraciones expuestas esta Autoridad Reguladora considera que los recurrentes han presentado elementos de juicio que permitan variar la decisión adoptada mediante la Resolución AN No. 15580-Elec de 8 de agosto de 2019, motivo por el que;

Resolución AN No. 15689-Elec
de 25 de septiembre de 2019
página 3 de 3

RESUELVE

PRIMERO: MODIFICAR el Resuelto Segundo de la Resolución AN No.15580-Elec de 8 de agosto de 2019, para que se lea de la siguiente manera:

“SEGUNDO: ADVERTIR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)**, a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** y a la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que durante el periodo establecido en el Resuelto Primero de la presente Resolución, deberán cumplir con las siguientes condiciones:

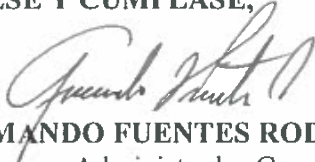
1. Enviar a más tardar el último día de cada mes un informe con las interrupciones programadas correspondientes al mes siguiente. Dicho informe deberá contener como mínimo la fecha y hora de la interrupción, circuito(s) afectado(s), duración y trabajos programados a ejecutar. En caso que una interrupción no sea reportada en el informe, se considerará en su plenitud para el cálculo de los indicadores para las Normas de Calidad del Servicio Técnico.
2. Remitir a más tardar el día quince (15) de cada mes, las identificaciones de las interrupciones programadas (IDInter) que fueron efectivamente ejecutadas el mes anterior.
3. Cada cliente no deberá percibir una interrupción individual con una duración mayor a seis (6) horas por interrupción programada. La interrupción que exceda el tiempo señalado se contabilizará para el cálculo de los indicadores de las Normas de Calidad del Servicio Técnico. Cabe destacar que la duración de cada interrupción programada será descontada de las veinticuatro (24) horas máximo permitidas mensualmente por cada cliente en concepto de interrupciones programadas, esto será independientemente que se cumpla o no con el límite de las seis (6) horas máximas percibidas por el cliente por interrupción individual programada.
4. Debe haber entre cada interrupción programada para un mismo cliente, un mínimo de cuarenta y ocho (48) horas.
5. Se les insta a cumplir con la provisión de plantas de emergencia donde se afecten clientes sensibles como hospitales, restaurantes, avicultores, coordinando con estos gremios a fin de minimizar las afectaciones y no afectar del desarrollo económico de esta actividad.
6. Se insta a las empresas distribuidoras a recoger y retirar los restos de la poda de árboles y arbustos u otro tipo de desecho, de modo que se realice un manejo adecuado de residuos vegetales luego de ejecutar las labores de mantenimiento.

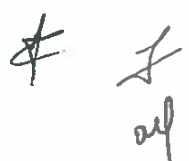
SEGUNDO: MANTENER en todas sus partes el contenido de la Resolución AN No.15580-Elec de 8 de agosto de 2019.

TERCERO: COMUNICAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, que la presente Resolución rige a partir de su notificación y que con la misma queda agotada la vía gubernativa

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Ley 6 de 22 de enero de 2002 y Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General



En Panamá a los 26 días
del mes de septiembre de
2019 a las 10:12 de la mañana.
Notifico al Sr. Cintur Carras
Resolución que antecede.

[Signature] 84478

En Panamá a los 26 días
del mes de septiembre de
2019 a las 10:12 de la mañana.
Notifico al Sr. Cintur Carras
Resolución que antecede.

[Signature] 84422

En Panamá a los 30 (treinta) días
del mes de septiembre de
2019 a las 10:17 de la mañana.
Notifico al Sr. Deliver Rodríguez
Resolución que antecede.

[Signature] 8-790-715

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 3 días primeros de octubre de 2019

[Signature]
FIRMA AUTORIZADA



República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 15699 -Elec

Panamá, 30 de Septiembre de 2019

“Por la cual se aprueban las modificaciones a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR)”

EL ADMINISTRADOR GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

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 (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "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 artículo 61 del Texto Único de la referida Ley 6, antes referida el Servicio Público de Operación Integrada del Sistema Interconectado Nacional, es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);
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, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados **Metodologías de Detalle**, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia así como evitar conflictos de interpretación;
6. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:
 - 6.1. “Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.

 Zhang
ay

Resolución AN No. 15699 -Elec
Panamá, 30 de septiembre de 2019
Página N° 2



- 6.2. El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.
- 6.3. El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe.”
7. Que el Comité Operativo remitió mediante Nota No. CO-015-2019 de 24 de junio de 2019, la aprobación sin reformas del documento contentivo de las modificaciones a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR), presentadas por el CND;
8. Que mediante Nota No. ETE-DCND-38-2019 de 24 de julio de 2019, el CND presentó a esta Autoridad Reguladora el Informe Final de Metodología No.CND-04-2019, denominado “Proyecto de modificación a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR)”;
9. Que en atención a lo antes expuesto y a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, corresponde a la ASEP aprobar, modificar o rechazar la propuesta incluida en el Informe Final del Proyecto de modificación a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR);
10. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar todos los comentarios, así como la propuesta de modificación, considera que la misma cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que;

RESUELVE:

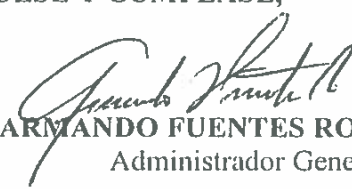
PRIMERO: MODIFICAR la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR)”, cuyo texto unificado se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

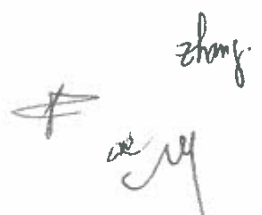
SEGUNDO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho que las modificaciones a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR)”, entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

TERCERO: ADVERTIR que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley No.26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Texto Único de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General





ANEXO A
RESOLUCIÓN AN No. 15699 -Elec de 30 de Septiembre 2019



METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EL RACIONAMIENTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONTENIDO

	INTRODUCCION
MDR.1	OBJETIVO
MDR.2	DEFINICIONES
MDR.3	DECLARATORIA DE ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR POTENCIA (EARP)
MDR.4	DECLARATORIA DE ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR ENERGIA (EARE)
MDR.5	DECLARATORIA DE RACIONAMIENTO PROGRAMADO (DRP)
MDR.6	RACIONAMIENTO POR POTENCIA
MDR.7	RACIONAMIENTO POR ENERGIA
MDR.8	PROGRAMACION DEL RACIONAMIENTO (PR)
MDR.9	CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DEL RACIONAMIENTO Y EVALUACION
MDR.10	SUSPENSIÓN DEL RACIONAMIENTO
MDR.11	RESPONSABILIDADES
MDR.12	INFORMACION REQUERIDA
MDR.13	CÁLCULO DE LA CARGA A DESCONECTAR
MDR.14	ADMINISTRACION DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL DURANTE RACIONAMIENTO
MDR.15	PRECIO DE LA ENERGIA EN RACIONAMIENTO

zhany



Es responsabilidad del CND elaborar e implementar las Metodologías necesarias relacionadas con el Reglamento de Operación del SIN.

La presente Metodología para la Administración del Racionamiento del Suministro de Energía Eléctrica define las señales en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para detectar el momento a partir del cual se dan las condiciones que pueden conducir hacia un racionamiento, y conocer las medidas específicas que se deben tomar con anticipación para evitar o reducir la magnitud del racionamiento, así como el procedimiento para determinar los valores de potencia o energía que cada agente consumidor debe desconectar de iniciarse el racionamiento.

El resultado de la aplicación de la presente Metodología debe conducir a optimizar el tiempo de afectación de los usuarios durante un racionamiento de energía, y a lograr una estrecha coordinación técnica y operativa, entre el CND y los participantes productores y consumidores.



METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EL RACIONAMIENTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(MDR.1) OBJETIVO.

(MDR.1.1) La presente metodología establece las responsabilidades de los Participantes del Mercado, del Centro Nacional de Despacho (CND), y la participación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y de la Secretaría Nacional de Energía (SNE), en los procedimientos operativos a seguir en situaciones previas al racionamiento y en situaciones de racionamiento del suministro por déficit de potencia y/o energía. Además, especifica cómo se asignará la energía asociada a la potencia contratada por los Participantes Consumidores y cómo será valorizada.

(MDR.1.2) Esta metodología implementa los temas relacionados en el Reglamento de Operación, Capítulo II (MDP.2.5) y en las Reglas Comerciales, sección 9.3 (9.3.1.1 al 9.3.1.3).

(MDR.2) DEFINICIONES.

(MDR.2.1) Las definiciones aquí presentadas deben aclarar el enfoque de la redacción de la Metodología de Racionamiento.

(MDR.2.2) **Demanda:** es el requerimiento de potencia y/o energía del SIN.

(MDR.2.3) **Oferta:** potencia y/o energía disponible en el SIN para cubrir la demanda.

(MDR.2.4) **Déficit de energía y/o potencia:** condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia y/o energía para suplir la demanda del SIN.

(MDR.2.5) **Racionamiento:** acción programada para el desligue de bloques de carga, a fin de compensar el déficit de potencia o energía en el SIN.

(MDR.2.6) **Racionamiento por Potencia:** ocurre en los casos que la oferta de potencia disponible es insuficiente para cubrir los requisitos de la demanda.

(MDR.2.7) **Racionamiento por Energía:** ocurre cuando los estudios de corto o mediano plazo que elabora el CND revelan que la oferta de energía disponible para el sistema es insuficiente para abastecer la demanda.

(MDR.2.8) **NIMTO:** Nivel Mínimo Técnico Operativo de un embalse. Alcanzado este nivel la Planta queda indisponible por falta de agua.

(MDR.2.9) **Nivel Crítico:** Para una central hidroeléctrica con capacidad de regulación mayor a los 90 días es aquel que garantiza la operación de dichas centrales hidroeléctricas considerando aportes hidrológicos nulos y la central despachada a plena carga, por 8 horas diarias, durante 30 días calendario.

(MDR.2.10) **Racionamiento de Emergencia:** déficit originado por una limitación técnica, causada por la pérdida en tiempo real de operación de una o varias unidades o plantas de generación, o la salida forzada de activos de transporte de energía, por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implican que no es posible cubrir la demanda total esperada del SIN, con cobertura total o parcial.

Zhang



- (MDR.2.11) **Racionamiento Programado:** déficit originado por una limitación técnica identificada (incluyendo la falta de recursos energéticos) o por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implican que no es posible cubrir la demanda del SIN.
- (MDR.2.12) **Racionamiento con Cobertura Total:** déficit originado por una limitación técnica identificada o por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implica que el parque de generación disponible es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del SIN y es técnicamente posible distribuir el déficit totalmente, a nivel nacional.
- (MDR.2.13) **Racionamiento con Cobertura Parcial:** déficit originado por una limitación técnica identificada o por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implica que el parque de generación disponible es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del SIN y no es técnicamente posible distribuir el déficit totalmente, a nivel nacional.
- (MDR.2.14) **Programa de Racionamiento:** es la información que debe notificar el CND a todos los Participantes del Mercado cada semana, indicando el detalle del volumen de potencia o energía a ser racionada en el SIN para cada hora.
- (MDR.2.15) **Potencia Contratada:** se refiere a los Contratos de suministro y al servicio auxiliar especial de reserva de largo plazo.
- (MDR.2.16) **Gran Cliente:** se refiere al participante consumidor con una demanda máxima igual o superior a 100 kilowatts por sitio, que participa en el mercado mayorista y que tiene contrato con participantes generadores.
- (MDR.3) **ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR POTENCIA (EARP).**
- (MDR.3.1) La condición de Racionamiento por Potencia se puede dar por:
1. Daños en generación o en transmisión.
 2. Falta de combustible en una central termo eléctrica.
 3. Falta de nuevos recursos de generación para abastecer el crecimiento de la demanda del sistema.
 4. Cualesquiera otras condiciones no enumeradas anteriormente, cuyo efecto se traduzca en déficit de potencia.
- (MDR.3.2) Cuando se presenten las condiciones listadas en el presente numeral, se requiere iniciar la condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Potencia (ATBDP). Esta Alerta Temprana debe realizarse previo a una declaración de EARP programada, que depende de que se presente el siguiente escenario:
1. El Sistema Interconectado Nacional no tiene capacidad para mantener la Reserva Operativa en valores igual o mayor que 14% en horas pico.
 2. Se reduce la producción hidroeléctrica de centrales de pasada por condiciones hidrológicas a valores menores a la potencia firme de largo plazo.
 3. Condición operativa de las centrales térmicas: Pérdida de centrales termoeléctricas equivalente a una indisponibilidad no programada total superior a 200 MW.
- (MDR.3.3) Bajo una condición de ATBDP, el CND debe tomar las acciones operativas posibles para mejorar las condiciones existentes.
1. Solicitar a Hidromet la revisión de los aportes hidrológicos, para reducción de incertidumbre del modelo hidrológico utilizado para el proceso de planeamiento de la operación (IMIT).
 2. Revisar las capacidades máximas de transferencia Norte-Sur para Panamá que limiten los flujos de importación de energía, en conjunto con el Ente Operador Regional (EOR).



- 3. Maximizar la importación de energía en horas pico.
- 4. Informar sobre la condición a la Secretaría Nacional de Energía y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- 5. Concentrar en la medida de lo posible la porción de reserva rodante y la reserva operativa aportada por las centrales térmicas, en las centrales hidroeléctricas. Para las unidades térmicas e hidráulicas, el CND definirá el nivel de reserva respecto de la Potencia Máxima de Emergencia descrito en MRO.2.8 o el valor definido por la Prueba de Máxima Carga DIS.2.2.1.
- 6. Solicitar a los Agentes Distribuidores una actualización del Registro de clientes con Plantas de Emergencia permanentes y la capacidad total existente, según lo establecido en el Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico.
- 7. Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM).
- 8. El CND evaluará la factibilidad de modificar los criterios de calidad (reserva rodante y voltaje) y suspender exportaciones dependiendo de la severidad de la condición existente.

- (MDR.3.4) El CND mantendrá un monitoreo continuo sobre todos los parámetros que afectan al despacho. De ser una condición sostenida que pudiese implicar racionamiento proceder según lo establecido en el MDR.3.5
- (MDR.3.5) **Se debe declarar Estado o Condición de Alerta de Racionamiento por Potencia (EARP)**, si en un horizonte de las primeras quince semanas, los análisis indicativos semanales en las actividades normales de planeamiento operativo revelan condiciones mantenidas o intermitentes de insuficiencia en la oferta de potencia para suplir la demanda del sistema. Los análisis indicativos semanales reflejarán la comparación horaria del total de la potencia disponible de la generación (DG), excluyendo la exportación declarada por los participantes productores, contra la proyección horaria de la demanda del SIN (DSIN). Cuando la diferencia entre la Potencia disponible de generación (DG) y la demanda del SIN es menor que la Reserva Contingente (sin exportación), se advertirá en el informe en referencia que existe una condición de alerta de racionamiento por potencia. La Reserva Contingente es el 14% de la demanda del SIN.
- (MDR.3.6) Análisis Diarios. Estos reflejarán la comparación horaria de la disponibilidad por unidad declarada por los Participantes Productores (DGP) comparada con la proyección horaria de la demanda del SIN (DSIN).
- (MDR.3.7) Si un análisis específico, resulta con situación o condición de alerta determinado por el análisis indicativo semanal, o en su defecto durante el día en cuestión aparece una condición de alerta, el CND lo verificará y lo comunicará a los Centros de Control de los Participantes Consumidores, y notificará a todos los participantes del mercado.
- (MDR.3.8) **En estado de alerta de racionamiento por potencia, el CND debe tomar todas las acciones operativas posibles de forma inmediata para evitar el racionamiento. Estas deben ser, pero sin limitarse a:**
 - 1 Informar a las autoridades correspondientes (SNE y ASEP) y todos los Participantes del Mercado, sobre la alerta de racionamiento.
 - 2 Si la exportación de energía y su potencia asociada están programadas en horas que afectan la necesidad de potencia del SIN, el CND debe proceder a la suspensión de las exportaciones de energía, de acuerdo a la prioridad indicada en el artículo 13.3.1.7 de las Reglas Comerciales, que dice así:
 - a. *"Primero reducir o interrumpir la exportación fuera de contratos, o sea la importación o exportación de ocasión (del Mercado Ocasional)."*
 - b. *"Luego, y en la medida que sea necesario, interrumpir o reducir intercambios por contratos de corto plazo en el orden dado de plazo de preaviso creciente, o sea, primero interrumpiendo los contratos cuyo intercambio fue informado al CND con el menor preaviso y luego siguiendo con los de mayor preaviso."*

zhany



Esta condición deberá ser informada a todos los Participantes del Mercado, a la SNE y a la ASEP.

- 3 Tomar medidas operativas aplicables al sistema que permitan mediante la variación de parámetros eléctricos como el voltaje, dentro de los rangos permitidos por las normas de calidad, reducir la demanda de potencia del sistema. La variación de este parámetro no debe comprometer la seguridad en la operación del SIN, como por ejemplo afectar la estabilidad de la red ante la presencia de una falla.
- 4 Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM), siempre y cuando esta medida ayude a evitar el racionamiento por potencia. Esta decisión se le comunicará a todos los participantes del mercado.
- 5 En caso extremo operar el sistema reduciendo el 5% asignado a reserva rodante, a un valor que garantice como mínimo la reserva para regulación.
- 6 Gestionar la aplicación del Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico de forma coordinada con el SNE.

(MDR.4) ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR ENERGÍA (EARE).

(MDR.4.1) La condición de Racionamiento por Energía se puede dar por:

- 1 Daños en generación o en transmisión.
- 2 Falta de combustible en una central termo-eléctrica.
- 3 Falta de nuevos recursos de generación para abastecer el crecimiento de la demanda de energía del sistema.
- 4 Cualesquiera otras condiciones no enumeradas anteriormente, cuyo efecto se traduzca en déficit de energía.

(MDR.4.2) Cuando se presenten las condiciones listadas en el presente numeral, se requiere iniciar la condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Energía (ATBDE). Esta Alerta Temprana debe realizarse previo a una declaración de EARE programada, que depende de que se presente el siguiente escenario:

- 1. Condición presente en los embalses de regulación mayor de 90 días, que comprometan los niveles reserva, de la Curva de Aversión al Riesgo definida en la Metodología de para el Planeamiento Semanal de Despacho de Mediano Plazo (DMP)
- 2. Reducción de la producción hidroeléctrica por condiciones hidrológicas de centrales de pasada en valores menores a la potencia firme de largo plazo.
- 3. Se presenta una reducción de la producción de energía térmica en valores inferiores a los definidos en el cálculo de la Curva de Aversión al Riesgo.

(MDR.4.3) Ante una condición de ATBDE, el CND debe tomar las acciones operativas posibles para mejorar las condiciones existentes.

- 1. Solicitar a Hidromet la revisión de los aportes hidrológicos, para reducción de incertidumbre del modelo hidrológico utilizado para el proceso de planeamiento de la operación (IMIT).
- 2. Revisar las capacidades máximas de transferencia Norte-Sur para Panamá que limiten los flujos de importación de energía, en conjunto con el EOR.
- 3. Maximizar la importación de energía, para limitar la participación de las unidades hidroeléctricas de embalse.
- 4. Informar sobre la condición a la Secretaría Nacional de Energía y a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.



- 5. Concentrar en la medida de lo posible la porción de reserva rodante y la reserva operativa aportada por las centrales térmicas, en las centrales hidroeléctricas. Para las unidades térmicas e hidráulicas, el CND definirá el nivel de reserva respecto de la Potencia Máxima de Emergencia descrito en MRO.2.8 o el valor definido por la Prueba de Máxima Carga DIS.2.2.1.
 - 6. Solicitar a los Agentes Distribuidores una actualización del Registro de clientes con Plantas de Emergencia permanentes y la capacidad total existente, según el Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico.
 - 7. Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM).
 - 8. El CND evaluará la factibilidad de modificar los criterios de calidad (reserva rodante y voltaje) y suspender exportaciones dependiendo de la severidad de la condición existente.
- (MDR.4.4) El CND mantendrá un monitoreo continuo sobre todos los parámetros que afectan al despacho. De ser una condición sostenida que pudiese implicar racionamiento proceder según lo establecido en el MDR.4.5.
- (MDR.4.5) Se debe declarar Estado o Condición de Alerta de Racionamiento por Energía (EARE), cuando cualquiera de las siguientes condiciones revela una probabilidad de déficit de 5% o más en un horizonte de 15 semanas y se esté operando las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación mayor a 90 días, con reserva de energía menor a la suma de energía asociada al Nivel Crítico de cada embalse.
- (MDR.4.5.1) Si los análisis indicativos realizados por el CND para verificar la probabilidad de déficit, o los análisis indicativos semanales y análisis diarios, en las actividades normales de planeamiento operativo revelan condiciones sostenidas o intermitentes de insuficiencia en la oferta de energía para suplir la demanda del sistema.
- (MDR.4.5.2) Si existe una restricción en el suministro de combustible de una planta generadora térmica que limita los aportes de energía de dicha planta. Cualquier restricción en el suministro de combustible deberá ser informado al CND por parte del Participante de Mercado involucrado
- (MDR.4.5.3) Si se presenta cualquier otra condición no enumeradas previamente, cuyo efecto se traduzca en déficit.
- (MDR.4.5.4) La condición se extingue cuando desaparecen las causales.
- (MDR.4.6) **En estado de alerta de racionamiento por energía, el CND debe tomar todas las acciones operativas posibles de forma inmediata para evitar el racionamiento. Estas deben ser:**
- 1 Informar a las autoridades correspondientes (SNE y ASEP) y a todos los Participantes del Mercado sobre la alerta de racionamiento.
 - 2 Proceder a la suspensión de las exportaciones de energía, siempre y cuando esta medida ayude a evitar o disminuir el racionamiento. Esta condición deberá ser informada a todos los Participantes del Mercado, a la SNE y a la ASEP.
 - 3 Continuar la importación de energía utilizando el depósito de garantía disponible.
 - 4 Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM), siempre y cuando esta medida ayude a evitar el racionamiento por energía. Esta decisión se les comunicarán a todos los Participantes.
 - 5 Gestionar la aplicación del Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico.



(MDR.5) INICIO DE RACIONAMIENTO PROGRAMADO (DRP).

(MDR.5.1) El proceso para el Racionamiento Programado se iniciará cuando se tenga la ocurrencia de una de las siguientes condiciones:

- a) Si a pesar de las medidas antes indicadas (MDR.3 y MDR.4), los estudios a corto y mediano plazo siguen mostrando valores de potencia y/o energía insuficiente para suplir la demanda del sistema, y persiste la condición de probabilidad de racionamiento mayor del 20% en una semana en un horizonte de 15 semanas.
- b) Cuando se prevea que un Racionamiento de Emergencia se extenderá por más de 24 horas.

(MDR.5.2) De ocurrir alguna de las situaciones planteadas en (MDR.5.1) se deberá aplicar el siguiente procedimiento.

El CND emitirá un informe con las acciones específicas, fecha de inicio de las mismas y la duración esperada del racionamiento, a todos los agentes de mercado.

El informe será enviado a la SNE y a la ASEP

(MDR.6) RACIONAMIENTO POR POTENCIA

(MDR.6.1) En caso de racionamiento por Potencia, los contratos se vuelven físicos. Eso significa que: a) la demanda cubierta por contratos, con generadores que tienen su potencia disponible, no será sujeta de racionamiento; b) la demanda cubierta por contratos, con generadores que presentan alguna indisponibilidad, será cubierta dentro de las posibilidades del SIN. Si luego de cubrir la demanda contratada queda alguna capacidad disponible se repartirá proporcionalmente entre la demanda que no tiene contratos. Esto lo hará el CND de acuerdo al resultado del despacho económico de los generadores disponibles.

(MDR.7) RACIONAMIENTO POR ENERGÍA.

(MDR.7.1) Si el resultado del despacho obtenido señala algún racionamiento por energía se procederá a distribuirlo proporcionalmente entre los agentes consumidores que no tienen contrato. Si luego de esta distribución el déficit de energía continúa, se procederá a aplicar el racionamiento a aquellos agentes consumidores con contrato con agentes generadores que tienen déficit de energía.

Si una planta con embalse alcanza el NIMTO queda indisponible por falta de agua. En este caso se procederá con la aplicación del racionamiento por potencia, hasta que el nivel alcance un nivel superior al NIMTO, con lo cual se regresaría al racionamiento por energía.

(MDR.8) PROGRAMACIÓN DEL RACIONAMIENTO (PR).

(MDR.8.1) Racionamiento Programado

(MDR.8.1.1) Una vez que se haya notificado a la SNE, la ASEP y a los Participantes sobre el Racionamiento Programado, el CND procederá con la ejecución del programa.

(MDR.8.1.2) Se trabajará con un programa semanal que coincidirá con las semanas de despacho.

(MDR.8.1.3) El CND debe preparar los cronogramas de tiempos y los bloques de carga a desconectar y coordinar la ejecución de estos planes con los Participantes Consumidores.



(MDR.8.1.4) El CND dará seguimiento diario, y evaluará las variaciones de las causales de la condición de racionamiento; de variar la condición de racionamiento se le comunica a los agentes del mercado, a la SNE y a la ASEP.

(MDR.8.1.5) El CND informará a todos los Participantes Consumidores la magnitud de la demanda de energía y/o potencia que deben racionar, especificando la cantidad asignada a cada uno de ellos. Con base en la magnitud de racionamiento asignada, cada Participante Consumidor entregará al CND un programa semanal de racionamiento que refleje los valores asignados.

(MDR.8.2) Racionamiento de Emergencia

En caso de presentarse una situación que implique la aplicación de un Racionamiento de Emergencia, el procedimiento a seguir se reglamenta a continuación:

(MDR.8.2.1) El CND determinará la magnitud de la demanda horaria a desconectar, de acuerdo con las características e implicaciones de la emergencia.

(MDR.8.2.2) El CND deberá verificar si las condiciones técnicas y operacionales resultantes, conllevan a restricciones operativas localizadas en alguna(s) parte (s) del SIN. En caso de que esto ocurra, tales restricciones se deberán considerar previamente para determinar adecuadamente la distribución de la carga a desconectar y determinar si el racionamiento es con Cobertura Parcial o con Cobertura Total.

(MDR.8.2.3) La distribución de la demanda a desconectar se hará en forma proporcional a la demanda horaria de cada área operativa.

(MDR.8.2.4) Los Participantes Consumidores, de acuerdo con las instrucciones impartidas por el CND, distribuirán la demanda a desconectar entre los sistemas sobre los cuales ejerce control.

(MDR.8.2.5) La distribución de la demanda a desconectar entre los usuarios finales del servicio, dependerá de las características y duración prevista de la emergencia.

(MDR.8.3) Horario de Desconexión

(MDR.8.3.1) El horario de desconexión de carga programada queda comprendido preferiblemente entre las 06:00 a las 18:00 horas. Se debe evitar la desconexión de cargas en horarios nocturnos.

(MDR.8.4) Mantenimientos en Condición de Racionamiento

(MDR.8.4.1) Una vez declarada la condición de racionamiento el CND tiene la autoridad de reprogramar, parcial o totalmente, el Programa Anual de Mantenimiento (PAM) así como las solicitudes para mantenimientos menores. Esta reprogramación estará basada en criterios técnicos que demuestren la afectación de la condición de racionamiento. Esta decisión se le comunicará a los participantes del Mercado.

(MDR.9) CONTROL DE CUMPLIMIENTO DEL RACIONAMIENTO Y EVALUACIÓN.

(MDR.9.1) Los Programas de Racionamiento son de estricto cumplimiento por los participantes consumidores y es responsabilidad del CND: (a) verificar este cumplimiento, determinando el racionamiento ejecutado real medido en los puntos de recibo de los participantes consumidores; (b) las desviaciones a lo programado, causales y las consecuencias de tipo operativo (si las hubiera) producidas por no cumplir con la desconexión de los volúmenes de potencia programados.



(MDR.10) SUSPENSIÓN DEL RACIONAMIENTO.

- (MDR.10.1) Suspensión del Racionamiento Programado. El CND tomará la decisión de suspender un Racionamiento Programado después de evaluar los informes. Debe informar a la SNE, a la ASEP, y a todos los participantes del mercado.
- (MDR.10.2) Suspensión del Racionamiento de Emergencia. El CND tomará la decisión de suspender un Racionamiento de Emergencia una vez que la limitación técnica que la provocó haya sido subsanada.

(MDR.11) RESPONSABILIDADES.

(MDR.11.1) Del Centro Nacional de Despacho

- (MDR.11.1.1) Mantener una base de datos actualizada de demanda horaria en los puntos de recibo de los Participantes Consumidores que participen en el mercado mayorista.
- (MDR.11.1.2) Cumpliendo con el procedimiento del MDR.13, determinar mediante estudios y análisis, una vez declarada la condición de racionamiento, el volumen de demanda a ser racionada en el SIN, para cada hora, estableciendo así el Programa de Racionamiento que será remitido a los Participantes Consumidores.
- (MDR.11.1.3) Verificar las demandas actualizadas de los Grandes Clientes y solicitar a las empresas distribuidoras, la información de los circuitos asociados a los Grandes Clientes.
- (MDR.11.1.4) Durante la ejecución del Programa de Racionamiento, vigilar su debido cumplimiento. Si un Participante Consumidor no desconecta el volumen de potencia que se le indicó según el Programa de Racionamiento, se le notificará para que en un plazo máximo de quince (15) minutos se ajuste al programa. De persistir la situación, transcurrido el plazo, el CND procederá a la desconexión de un bloque de carga.

(MDR.11.2) De los Participantes Consumidores

- (MDR.11.2.1) La Empresa Distribuidora deberá comunicar el Programa de Racionamiento Programado a sus clientes regulados, de acuerdo a lo establecido en MDR.5.2.a y MDR.8.2.3. En caso de racionamiento por energía las Empresas Distribuidoras deben divulgar los sectores que serán afectados cada día y el monto horario de la energía a desconectar, pero no así los horarios de desconexión.

En caso de racionamiento por potencia las Empresas Distribuidoras deben divulgar a sus clientes los sectores que serán afectados cada día, y el horario de desconexión. El CND debe enviar el Programa de Racionamiento a los Participantes Consumidores una semana antes de la fecha de su inicio, o cuando las condiciones lo requieran.
- (MDR.11.2.2) Cumplir los Programas de Racionamiento de carga.
- (MDR.11.2.3) Cumplir con la demanda interrumpible ofertada.
- (MDR.11.2.4) Entregar al CND la información de los circuitos asociados a los Grandes Clientes que participen en el mercado mayorista. La carga a desconectar por los distribuidores no debe afectar los circuitos con protecciones de baja frecuencia o bajo voltaje, ni los circuitos con cargas altamente sensibles, ni los circuitos con Grandes Clientes que participen en el mercado mayorista que tienen contratos con generadores que no tienen faltantes de generación. Se entiende por cargas altamente sensibles, los hospitales y plantas potabilizadoras de agua.

En el caso de no poder cubrir la totalidad de la carga a desconectar con los circuitos que no tienen las restricciones antes indicadas, se procederá con la apertura de los circuitos que tienen restricciones y como última opción, los circuitos con protecciones de baja frecuencia o bajo voltaje en los últimos escalones, con la autorización previa del CND.



(MDR.11.2.5) En noviembre de cada año los Agentes Distribuidores deben suministrar al CND el Registro de clientes con Plantas de Emergencia permanentes, el consumo del cliente y la capacidad total existente actualizada.

(MDR.11.3) **De los Grandes Clientes.**

(MDR.11.3.1) Los Grandes Clientes que participan en el mercado mayorista que tienen contratos con generadores que tienen déficit, deberán desconectarse de la red eléctrica a solicitud del CND.

(MDR.11.3.2) Deben cumplir con la demanda interrumpible ofertada.

(MDR.11.3.3) En noviembre de cada año todo Gran cliente habilitado en el Mercado, conectado directamente a la red de transmisión debe remitir directamente al CND la información referente al Autoabastecimiento actualizada.

(MDR.12) **INFORMACIÓN REQUERIDA.**

(MDR.12.1) El CND debe utilizar para cada periodo de análisis, las proyecciones de demandas horarias de acuerdo a los valores considerados en el predespacho y la generación disponible del SIN.

(MDR.12.2) Toda información que necesite el CND para la administración del racionamiento debe ser suministrada por los Participantes Consumidores y/o Productores al momento de ser solicitada.

(MDR.12.3) Los Participantes Productores deben informar al CND toda la disponibilidad de sus unidades de generación y los Distribuidores deben informar la generación propia para el día siguiente.

(MDR.13) **CÁLCULO DE LA CARGA A DESCONECTAR.**

(MDR.13.1) Una vez declarada la condición de racionamiento programado se procederá a detallar qué demanda será desconectada en cada hora.

(MDR.13.2) El CND identificará a la hora de racionamiento la cantidad de potencia disponible requerida para el despacho económico asociada a cada Participante Productor.

(MDR.13.3) El CND identificará a la hora de racionamiento la demanda interrumpible.

(MDR.13.4) Se realizará el cálculo detallado de la demanda a desconectar en cada hora con un estimado de la demanda en esa hora, la demanda interrumpible y la potencia disponible requerida para el despacho económico en el SIN para esa hora.

$$DD = DME - DI - PD$$

DME = Demanda Estimada para esa hora

PD = Potencia Disponible para el despacho económico en el SIN para esa hora.

DI = Demanda Interrumpible para esa hora

DD = Demanda a Desconectar para esa hora

(MDR.13.5) El CND identificará a la hora de racionamiento la demanda sin contratos (DSC).

(MDR.13.6) Cuando la Demanda sin contrato es mayor o igual que la Demanda a desconectar.

$$DSC - DD \geq 0$$



Se procederá a distribuir proporcionalmente el déficit entre la demanda sin contratos (DSC) de cada participante consumidor.

(MDR.13.7) Cuando la Demanda sin contrato es menor que la Demanda a desconectar.

$$DSC - DD < 0$$

Se procederá de la siguiente manera:

- 1. Primero desconectar toda la carga sin contrato (DSC) proporcionalmente.
- 2. Después desconectar la carga con contrato que tienen los participantes consumidores con los participantes productores que están en déficit de manera proporcional a la demanda contratada. Se procedería de la siguiente manera:

Carga Total contratada a desconectar:

$$CDC = |DSC - DD|$$

Donde:

CDC = Carga total con Contratos de Suministro y al Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo a desconectar.

DD = Demanda a Desconectar

DSC = Demanda sin Contrato

Carga total en contrato asignada a desconectar del participante productor en déficit

$$CDC_n = CDC * \left(\frac{I_n}{\sum_{n=1}^n I_n} \right)$$

CDC_n = Carga total contratada a desconectar del participante productor "n" en déficit.

CDC = Carga total con contrato a desconectar

I_n = Indisponibilidad de potencia en MW de cada Participante Productor "n" en déficit.

n = Participantes productores en déficit

Carga con contrato a desconectar por el participante consumidor:

$$CDC_x = \sum_{n=1}^n \left(CDCP_n * \frac{CP_{xn}}{TCP_n} \right)$$

CDC_x = Carga con contrato a desconectar al participante consumidor x.

CDCP_n = Carga total contratada a desconectar del participante productor (p) en déficit.

CP_{xn} = Potencia contratada del consumidor "x" con el participante productor "n" en déficit.

TCP_n = Total de contratos de potencia del participante productor "n" en déficit

x = Participantes consumidores.

n = Participantes productores en déficit.

Zhang



(MDR.14) ADMINISTRACION DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL DURANTE RACIONAMIENTO.

(MDR.14.1) Para la determinación de las transacciones de energía en el mercado ocasional durante racionamiento se aplicará el numeral 8.3.2 de las Reglas Comerciales, el cual establece el procedimiento a seguir en el caso de cada Participante Consumidor y de cada Participante Productor.

(MDR.15) PRECIO DE LA ENERGÍA DURANTE RACIONAMIENTO.

(MDR.15.1) De conformidad con los numerales 9.5.1.3 y 9.5.1.5 de las Reglas Comerciales, el precio de la energía en el Mercado Ocasional se calcula con el despacho de precio ex post y ante una condición de racionamiento quedará definido por la última unidad de falla despachada. El costo de cada unidad de falla estará dado por las siguientes ecuaciones, donde el Costo de la Energía No Suministrada será definido por la Entidad Reguladora mediante resolución.

Si el $CENS > CVT_{max}$; entonces $CENS = CENS$ definido por la ASEP

$UF_1 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.05 + CVT_{max}$

$UF_2 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.15 + CVT_{max}$

$UF_3 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.45 + CVT_{max}$

$UF_4 = CENS$

Si el $CENS \leq CVT_{max}$; entonces $CENS = CVT_{max} \times 1.1$

$UF_1 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.05 + CVT_{max}$

$UF_2 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.15 + CVT_{max}$

$UF_3 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.45 + CVT_{max}$

$UF_4 = CVT_{max} \times 1.1$

Donde,

$CENS =$ Costo de la Energía No Suministrada

$CVT_{max} =$ Costo Variable aplicable al despacho de la Unidad Térmica más cara, disponible en el Sistema Interconectado Nacional.

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 10 de 2019


FIRMA AUTORIZADA

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 15703-ElecPanamá, 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:

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;

Resolución AN No. 15703 -Elec
de 3 de octubre de 2019
Página 2 de 2



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;

9

10

11

Resolución AN No. 15703 -Elec
de 3 de septiembre de 2019
Página 3 de 3



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. (BLM), 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;

Resolución AN No. 15703 -Elec
de 3 de septiembre de 2019
Página 4 de 4



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.

9

9

9

Resolución AN No. 15203 -Elec
de 3 de octubre de 2019
Página 5 de 5

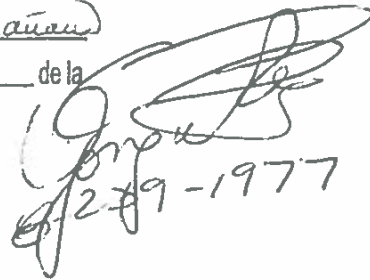
TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución rige a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro el término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

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

En Panamá a los cuatro (4) días
del mes de octubre de
2019 a las 10:28 de la mañana
Notifico al Sr. Viclor Bonfey de la
Resolución que antecede.


27-1977

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 7 días del mes de octubre de 2019


FIRMA AUTORIZADA




9



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

ANEXO A

**ETE-DCND-GOP-PMP-485-2019**

10 de septiembre de 2019

Licenciado
Armando Fuentes
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
E. S. D.

R. Rodríguez
10/9/19

142822

Referencia: Informe de Confiabilidad para 2020.

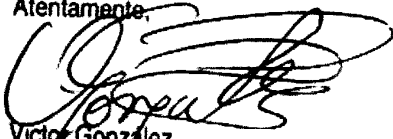
Respetado licenciado Fuentes:

En cumplimiento con lo establecido en el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad le remitimos el Informe de Confiabilidad para el año 2020. En este informe se consideran los comentarios remitidos por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A (ETESA), así como el retiro de las turbinas BLMG5, BLMG6 y BLMG8. Sin embargo, fue recibida en el Centro Nacional de Despacho (CND) la nota BLM-PV-012-2019 el día 4 de septiembre de 2019, fecha en la que había culminado el proceso de confección del informe y remisión a ETESA para sus comentarios.

En la citada nota el Agente Generador indica que las unidades BLMG5, BLMG6 y BLMG8 no serán retiradas del sistema. Por esta razón le será remitida a la entidad reguladora un nuevo Informe de Confiabilidad para el año 2020 considerando este cambio en las premisas en un plazo de 10 días hábiles a partir de esta entrega.

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

Atentamente,


Victor González
Director del Centro Nacional de Despacho.


RSEF RECEP, 10 SEP 2019 PM 2:39

Adj: Nota BLM-PV-012-2019.pdf
INFORME DE CONFIABILIDAD_2020.pdf



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

me



INDICE

1. GLOSARIO2

1. RESUMEN EJECUTIVO4

2. INTRODUCCIÓN5

3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS5

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD7

5. MODELOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO10

6. METODOLOGÍA10

7. DATOS UTILIZADOS15

8. RESULTADOS OBTENIDOS20

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES28

202



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.



INFORME DE CONFIABILIDAD 2020

SAERLP: Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.

[Handwritten signature]



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.

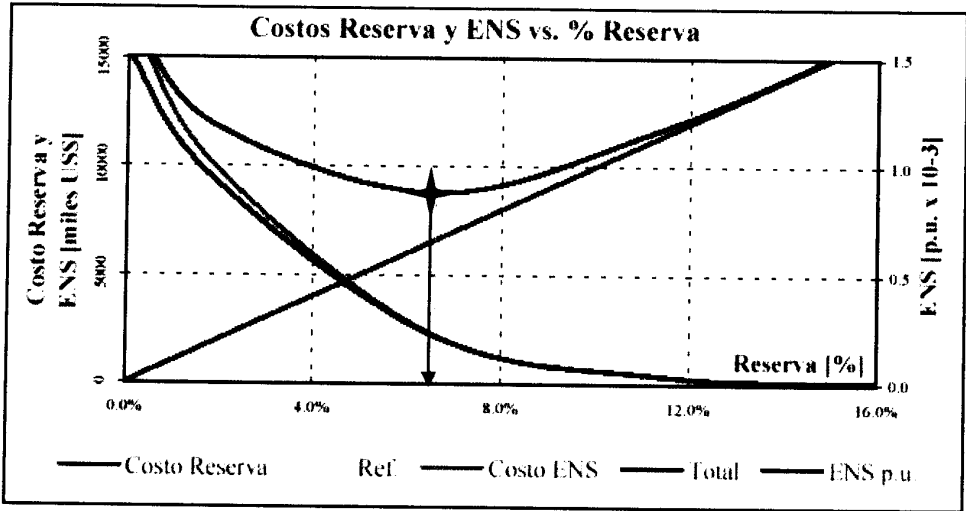
Desde el punto de vista normativo se han definido niveles de calidad para una operación técnica adecuada y así establecer los márgenes de "reserva" requeridos para la operación confiable que realiza el CND como operador del SIN, tanto en el corto plazo (reserva operativa) como en el largo plazo (suficiencia). 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).

[Handwritten signature]



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.

Handwritten signature



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

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

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

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

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

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.

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

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

[Handwritten signature]



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.

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		
Bonyic	31.30	22.22
Los Planetas II	8.88	3.35
Bugaba	4.70	0.51
Bugaba II	5.86	1.36
Las Cruces	9.38	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	1,766.83	1,113.94

Tabla 3: Plantel Hidroeléctrico.



INFORME DE CONFIABILIDAD 2020

BLM_Carbón	120.00	43.13
Cativa	83.00	61.16
Miraflores G5	17.55	83.41
Miraflores G9	40.81	
Miraflores G10	40.81	
Pacora	53.53	50.41
Panam	96.00	132.07
Panam II	49.50	
Termocolón	150.00	132.88
Estrella de Mar	72.00	63.27
Jinro	57.80	52.97
CerroPatacon	4.00	3.95
Costa Norte	381.00	354.71
Barcaza Esperanza	92.00	92.00
Tropitérmica	5.00	4.56
TOTAL	1,263.00	1,074.82

Tabla 4: Plantel Termoeléctrico.

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.

Hidro Panamá	4.28	0.74
Hidro Candela	0.54	0.13
TOTAL	4.82	0.87

Tabla 6: Mini Hidroeléctricas.



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.

24



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.

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		EENS (MWh)
	(MW)	(GWh)	
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:

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

Obteniendo el siguiente valor:

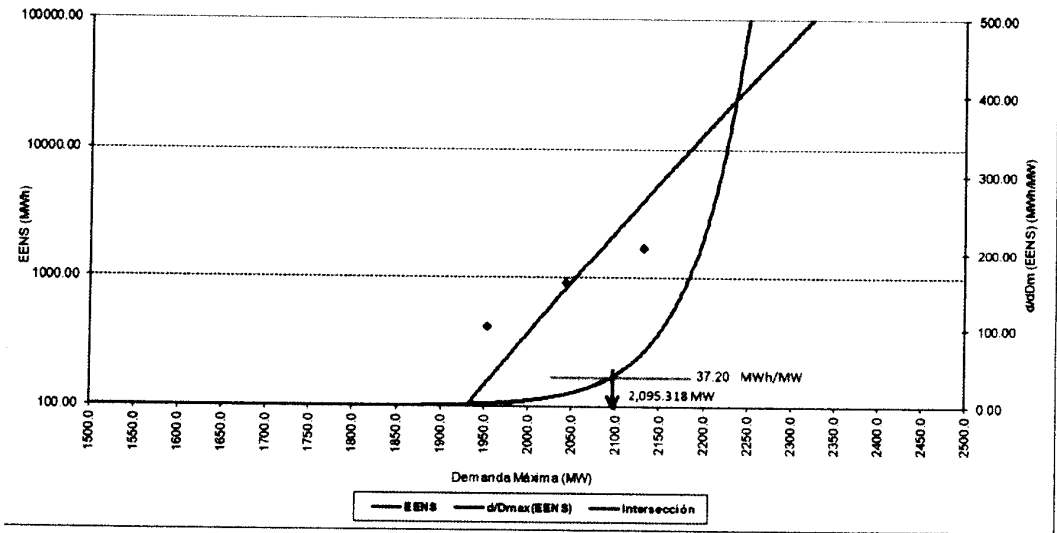
$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = 37.20 \text{ MWh/MW}$$

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

Handwritten signature or mark.



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:

[Handwritten signature]



$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG [MW] = PFTR [MW]$$
$$RCONF = \frac{1891.10}{1776.52} - 1 = 6.45\%$$

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

RO [MW] = MAXIMO (0, PFTO [MW] /FCAP – Dmáx [MW] - 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

24



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:

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

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

Obteniendo el siguiente valor:

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

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

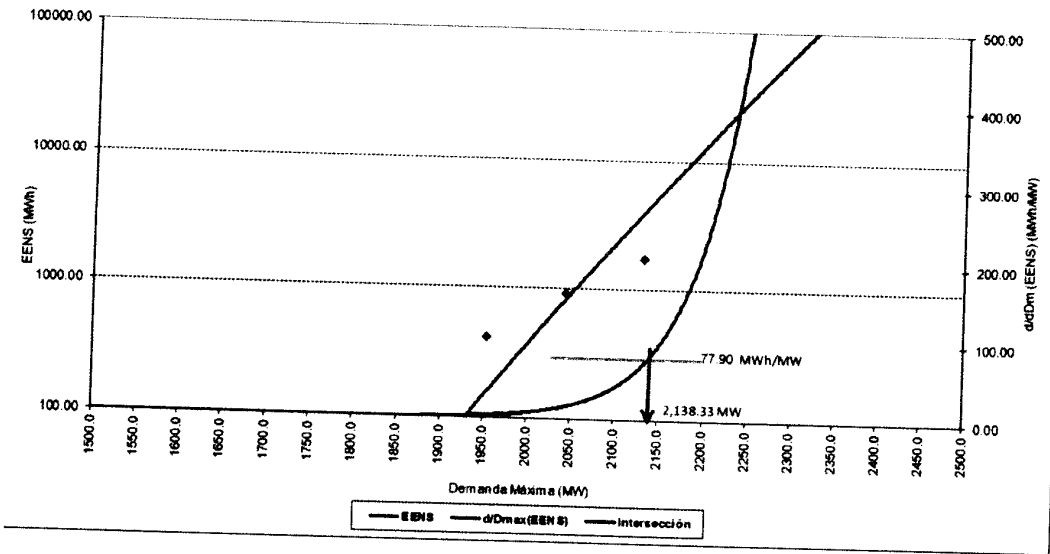
La derivada respecto de la demanda máxima de la **EENS** se indica en trazo en color rojo, correspondiendo a la escala de la derecha.

Ute



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.

[Handwritten signature]



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:

$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG \text{ [MW]} = PFTR \text{ [MW]}$$
$$RCONF = \frac{1853.07}{1776.52} - 1 = 4.31\%$$

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

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

26



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.

240



ANEXO I

NOTA DSAN-2274-19

[Handwritten mark]



Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos

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

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.

Edificio Oficinas, Calle España y Avenida de la Ciudad

Teléfono: 510-4000, Fax: 510-4001, Correo Electrónico: asep@asep.gob.pa, atencioncliente@asep.gob.pa, comunicacion@asep.gob.pa

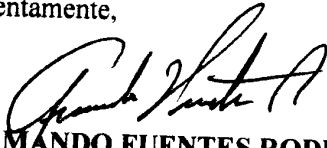
Panamá, 5 de agosto de 2019
Nota No: DSAN-2274-19
Ref. No. 141750
Página 2 de 2

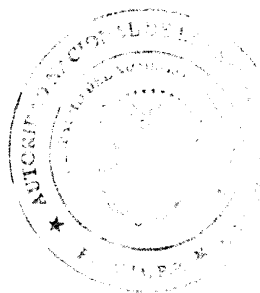
3. Reserva de Confiabilidad calculada como el promedio de las reservas de Confiabilidad de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 calculado como el resultado de la metodología actual indicado en el punto No. 1.
4. Reserva de Confiabilidad calculada utilizando un Costo Promedio de Potencia en Contratos de Suministros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



Ver



ANEXO II

COMENTARIOS DE ETESA

162



ETESA EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

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

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edificio Sun Tower Mall, Piso 3.
Teléfonos: 501-3800, 501-3900 – Fax: 501-3506 - CND: 230-8100 – Juan Díaz: 501-8900.
Apartado Postal 0816-01552 - Panamá, República de Panamá.

Continuación
ETE-DI-GPL-251-2019
Página 2 de 2

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

C. S. Carlos M.
ORDAP/MS

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edificio Sun Tower Mall, Piso 3.
Teléfonos: 501-3800, 501-3900 – Fax: 501-3506 - CND: 230-8100 – Juan Díaz: 501-8900.
Apartado Postal 0816-01552 - Panamá, República de Panamá.

202

El presente documento es copia de la copia, según consta en los autos a los autos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 7 días del mes de octubre de 20 19
[Firma]
FIRMA AUTORIZADA

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

ANEXO B



Centro Nacional
de Despacho

R. Rodríguez
24-9-19
143163

ETE-DCND-GOP-PMP-506-2019

24 de septiembre de 2019

Licenciado

Armando Fuentes

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

E. S. D.

Referencia: Informe de Confiabilidad para 2020 v2.

Respetado licenciado Fuentes:

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

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

Atentamente,

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho.

Adj: INFORME DE CONFIABILIDAD_2020_v2.pdf

ASEP-RFCTP, 24/09/19 PM 2:44

Teléfono: (507) 230-8100, (507) 230-8101
Página Web: <http://www.cnd.com.pa>
Apartado Postal: 0816-01552 Panamá, Rep. de Panamá



SEPTIEMBRE DE 2019



Centro Nacional
de Despacho

INFORME DE CONFIABILIDAD 2020 V2

GOP-52-09-2019

GRUPO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE MEDIANO Y LARGO PLAZO
CND

41



INDICE

1. GLOSARIO2

1. RESUMEN EJECUTIVO4

2. INTRODUCCIÓN5

3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS5

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD7

5. MODELOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO10

6. METODOLOGÍA10

7. DATOS UTILIZADOS.....15

8. RESULTADOS OBTENIDOS20

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES28

QW



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.



INFORME DE CONFIABILIDAD 2020 V2

SAERLP: Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.



1. RESUMEN EJECUTIVO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

2. INTRODUCCIÓN

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

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

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

3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

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

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



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

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

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

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

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

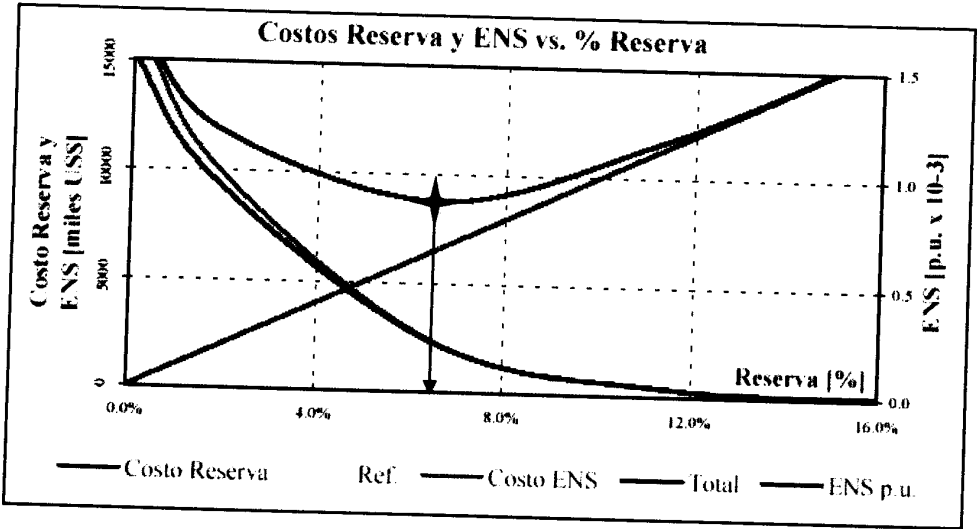
Desde el punto de vista normativo se han definido niveles de calidad para una operación técnica adecuada y así establecer los márgenes de "reserva" requeridos para la operación confiable que realiza el CND como operador del SIN, tanto en el corto plazo (reserva operativa) como en el largo plazo (suficiencia).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

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



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

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



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

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



5. MODELOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO

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

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

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

6. METODOLOGÍA

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

6.1. Disponibilidad de Generación

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



6.2. Cálculo de Índices de Confiabilidad (CORAL)

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

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

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

6.3. Análisis de sensibilidad aplicada a la demanda

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

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

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



6.4. Potencia Firme Requerida

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

Para tal fin, se definen las siguientes variables:

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

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

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

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

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

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

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

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



Donde las 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 MIRC6, MIRC8 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.

Los Algarobos	9.74	2.41
Baitun	85.90	
Baitun G3	1.73	31.09
Bajo de Mina	56.00	
Bajo de Mina G3	0.58	20.07
Bajo de Totuma	6.30	2.04
Bayano	260.00	160.12
Changuinola I	209.60	
Mini Chan	9.78	175.33
Cochea	14.93	3.06
Concepción	11.00	2.49
Dolega	3.12	1.10
El Fraile	6.66	1.50
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		
La Potra G4	57.90	19.42
Salsipuedes		
Bonyic	31.30	22.22
Los Planetas II	8.88	3.35
Bugaba	4.70	0.51
Bugaba II	5.86	1.36
Las Cruces	9.38	
Las Cruces G3	0.97	3.17
Barro Blanco	26.59	
Barro Blanco G3	1.89	11.57
San Andrés	10.00	2.54
Pando	32.60	25.13
TOTAL	1,760.83	1,113.94

Tabla 3: Plantel Hidroeléctrico.



INFORME DE CONFIABILIDAD 2020 V2

BLMG5	33.00	71.86
BLMG6	33.00	
BLMG8	35.00	
BLM_Carbón	120.00	43.13
Cativa	83.00	61.16
Miraflores G5	17.55	83.41
Miraflores G9	40.81	
Miraflores G10	40.81	
Pacora	53.53	50.41
Panam	96.00	132.07
Panam II	49.50	
Termocolón	150.00	132.88
Estrella de Mar	72.00	63.27
Jinro	57.80	52.97
CerroPatacon	4.00	3.95
Costa Norte	381.00	354.71
Barcaza Esperanza	92.00	92.00
Tropitérmica	5.00	4.56
TOTAL	1,384.00	1,146.38

Tabla 4: Plantel Termoeléctrico.

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.

Hidro Panamá	4.28	0.74
Hidro Candela	0.54	0.13
TOTAL	4.82	0.87

Tabla 6: Mini Hidroeléctricas.



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	849.37	0.00

Tabla 7: Parque de Generación Eólico y Solar Fotovoltaico.

Q



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.

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

Tabla 8: Potencia Disponible Total para 2020.

8.1.2. Determinación de la Energía No Suministrada

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



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

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

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

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

8.1.3. Reserva Óptima

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

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

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

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

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

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

Obteniendo el siguiente valor:

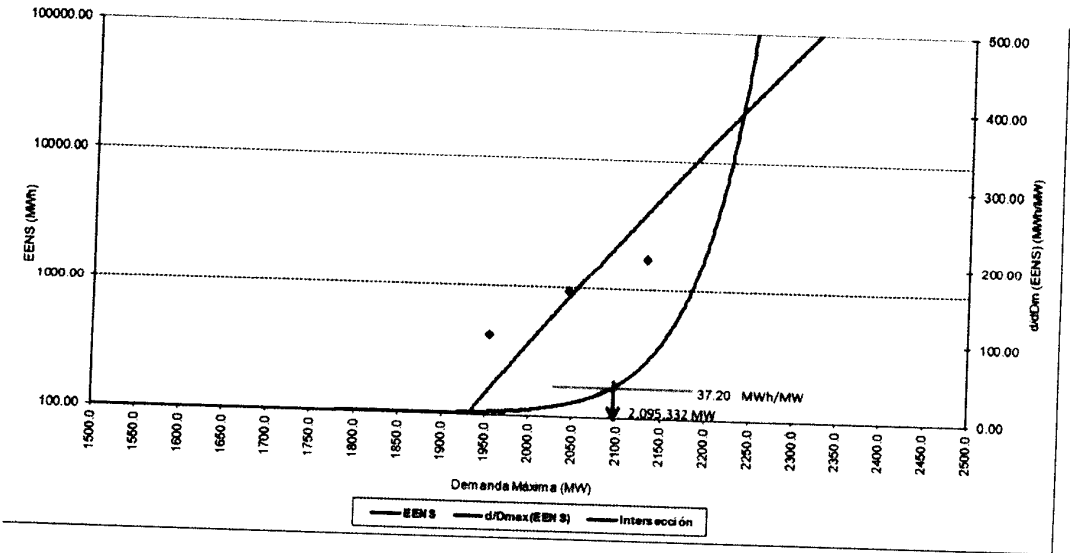
$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = 37.20 \text{ MWh/MW}$$

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) = 2,095.33 MW para una derivada de 37.20 MWh/MW.



Gráfica 2: Reserva Óptima de Generación para 2020.

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

Q



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

8.1.4. Potencia Firme Requerida

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

FD %	Demanda		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**.

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

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

24



$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG [MW] = PFTR [MW]$$
$$RCONF = \frac{1952.02}{1776.52} - 1 = 9.88\%$$

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

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

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

Se obtiene entonces que:

$$RO = (2,302.32 / 1.179457) - 1,776.52$$
$$RO = 175.49 \text{ MW } (9.88\%)$$

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

$$175.49 + 1,776.52 = 1,952.02$$
$$\mathbf{DMG = 1,952.02 \text{ MW}}$$

8.2. Escenario 2

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

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

Tabla 11: Reserva de confiabilidad 2017-2020

01



8.3. Escenario 3

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

8.4. Escenario 4

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

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

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

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

Obteniendo el siguiente valor:

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

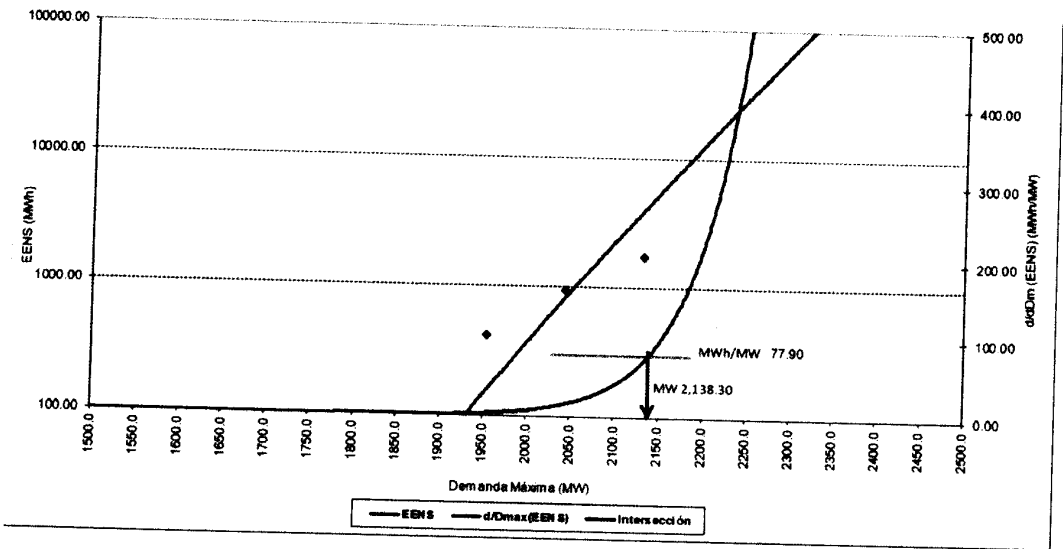
La Gráfica 3 muestra la función que representa la **EENS** anual, promedio hidrológico, en función de la demanda de generación máxima anual (trazo en color azul) la cual interpola los valores resultantes de **EENS** obtenidos de los estudios de confiabilidad para cada sensibilidad de demanda.

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) = 2,138.30 MW para una derivada de 77.90 MWh/MW.



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

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

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

2



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

Tabla 10: Factor de Capacidad para Sensibilidades de Demanda.

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

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

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

$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG \text{ [MW]} = PFTR \text{ [MW]}$$
$$RCONF = \frac{1912.79}{1776.52} - 1 = 7.67\%$$

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

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

[Handwritten signature]



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

Se obtiene entonces que:

$$RO = (2,302.32/1.203644) - 1,776.52$$

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

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

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

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

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

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



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

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

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

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

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



ANEXO I

NOTA DSAN-2274-19



Panamá, 5 de agosto de 2019
Nota No: DSAN-2274-19
Ref. No.141750

Ingeniero
VÍCTOR GONZÁLEZ
Director del Centro Nacional de Despacho
CND
Ciudad

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.

El presente documento es una copia digitalizada de la versión original impresa. La versión original impresa es la única válida y tiene prioridad sobre esta copia digitalizada.

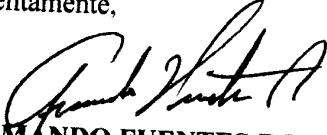
Panamá, 5 de agosto de 2019
Nota No: DSAN-2274-19
Ref. No.141750
Página 2 de 2

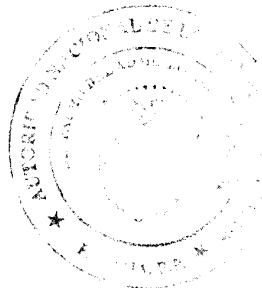
3. Reserva de Confiabilidad calculada como el promedio de las reservas de Confiabilidad de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 calculado como el resultado de la metodología actual indicado en el punto No. 1.
4. Reserva de Confiabilidad calculada utilizando un Costo Promedio de Potencia en Contratos de Suministros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



OK



ANEXO II

COMENTARIOS DE ETESA



ETESA EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DI-GPL-261-2019
19 de septiembre de 2019

Ingeniero
Víctor González
Director
Centro Nacional de Despacho
Ciudad

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

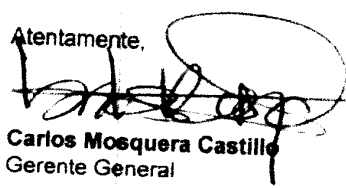
Estimado ingeniero González:

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

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

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

Atentamente,


Carlos Mosquera Castillo
Gerente General


OR / DERB / DAP / MS / mer

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edificio Sun Tower Mall, Piso 3
Teléfonos: 501-3800, 501-3900 - Fax: 501-3506 - CND 230-8100 - Juan Díaz: 501-8900
Apartado Postal 0816-01552 - Panamá, República de Panamá.



El presente documento es copia de la copia, según consta
en la Acta de la Sesión de la Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos.

Dada en los 7 días del mes de octubre de 2019
Alfonso Rodríguez
FIRMA AUTORIZADA