

La Gaceta



DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLIII TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

JUEVES 18 DE NOVIEMBRE DEL 2021. NUM. 35,775

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-60-2021

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central, a los dieciocho días del mes de noviembre de dos mil veintiuno.

RESULTANDO:

- I. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica ("CREE" o "Comisión"), en atención a sus funciones, continúa efectuando acciones para contar con elementos normativos que permitan avanzar en una regulación eficiente para el subsector eléctrico hondureño.
- II. Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que es función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.
- III. Que la CREE contrató una consultoría con el objetivo, entre otros, de elaborar una propuesta de elementos normativos para establecer una metodología de cálculo

SUMARIO

Sección A
Decretos y Acuerdos

| | |
|--|----------|
| COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA-CREE Acuerdo CREE-60-2021 | A. 1-18 |
| SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN DE RENTAS - SAR Acuerdo SAR-No. 354-2021 | A. 18-20 |

Sección B
Avisos Legales
Desprendible para su comodidad
B. 1 - 12

de potencia firme para las centrales generadoras y la elaboración de una Norma Técnica de Potencia Firme que incluya una metodología que dé resultados más eficientes y congruentes con la realidad y las necesidades del sistema y del mercado eléctrico nacional.

- IV. Que, bajo este contexto, la inclusión de la visión pública en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas se ha convertido en una prioridad para la CREE. Por tal razón, mediante el Acuerdo CREE 054-2021 la CREE inició en fecha 02 de octubre del 2021 el proceso de la consulta pública CREE-CP-07-2021, denominada: "Norma Técnica de Potencia Firme"; misma que finalizó en fecha 08 de noviembre del 2021.

- V. Que, entre otros de los aspectos desarrollados en la propuesta de norma técnica sometida a consulta pública se destacan los siguientes: i) la modificación de la definición del período crítico del sistema para que este periodo refleje la máxima necesidad de capacidad de generación del sistema, es decir, las horas en que el sistema eléctrico es más exigido, por lo que en esta propuesta se considera el aporte que el conjunto de centrales que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ofrece a la seguridad de suministro del sistema; ii) el cálculo de la potencia firme de las centrales se basará en simulaciones de la operación del sistema realizada con los mismos modelos utilizados por el Operador del Sistema para la planificación operativa para lograr resultados más congruentes entre sí; iii) establecer que la determinación de la potencia firme de las centrales generadoras solamente debe considerar factores relacionados con las centrales, sin considerar afectaciones de las redes a las que están conectadas; iv) la obligación de las Empresas Generadoras de suministrar la información necesaria para el cálculo de la potencia firme de sus centrales y las alternativas que tiene el Operador del Sistema en caso de incumplimiento de los generadores en suministrar esta información; v) la metodología que deberá implementar el ODS para la determinación del requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados; y, vi) la metodología para el cálculo y liquidación de los desvíos de potencia firme.
- VI. Que mediante sus unidades internas, la CREE valoró posiciones y observaciones y comentarios admisibles, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlos de forma parcial o total a

la propuesta final del documento puesto en consulta. De forma general, entre las modificaciones propuestas se encuentran cambios a la redacción para dar mayor claridad sobre los temas abordados, modificaciones en la sección de definiciones, homologación de la propuesta con el marco regulatorio vigente, cambios en el alcance de algunos artículos y modificación de fórmulas para evaluar de forma más eficiente los cálculos de potencia firme, desvíos de potencia y liquidación de desvíos de potencia según la tecnología que corresponda.

- VII. Que como parte del Procedimiento de Consulta Pública la Unidad de Mercados Eléctricos y la Dirección de Asuntos Jurídicos emitieron el informe de resultados intitulado “Informe de Resultados Consulta Pública CREE-CP-07-2021”. En el informe se destacó la necesidad de revisar y realizar ajustes en artículos o secciones contenidas tanto en la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad como en la Norma Técnica de Programación de la Operación.
- VIII. Que la CREE emitió la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad, aprobada mediante

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

ABOG. THELMA LETICIA NEDA
Gerente General

JORGE ALBERTO RICO SALINAS
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

Resolución CREE-075 del 7 de junio de 2018, misma que fue establecida de manera transitoria con el fin de contar con los elementos mínimos necesarios para arrancar el mercado de oportunidad en el menor tiempo posible, condicionando su transitoriedad a la aprobación de las normas técnicas específicas que conformarán la estructura regulatoria detallada para la operación del mercado y del sistema eléctrico.

- IX. Que posteriormente, mediante Acuerdo CREE-072 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 30 de junio del 2020, la CREE revocó la Resolución CREE-075 contentiva de la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad y aprobó la nueva Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (“NT-MEO”) en la cual se consolidan todas las modificaciones aprobadas; asimismo, se amplió la vigencia de la NT-MEO hasta la fecha en que la CREE determinara mediante el acto administrativo correspondiente.
- X. Posteriormente, la CREE emitió el Acuerdo CREE-091 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 14 de noviembre del 2020, donde aprobó un nuevo precio de referencia de la potencia a nivel de la generación y modificó el artículo 30 de la NT-MEO.
- XI. Que resultó necesario revisar la NT-MEO, ya que esta norma desarrolla elementos regulatorios que a su vez se contemplan desarrollar dentro de la Norma Técnica de Potencia Firme, por lo que es necesario eliminar ciertas disposiciones de carácter transitorio contenidos en la NT-MEO, en especial, aquellos relacionados con el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, sobre la demanda a cubrir de los agentes consumidores, así como las disposiciones sobre la compra y venta de potencia firme.

- XII. Que, por otra parte, mediante Acuerdo CREE-077 de fecha 30 de junio de 2020 la CREE aprobó la Norma Técnica de Programación de la Operación (“NT-PO”) que tiene por objeto establecer los plazos, requerimientos e intercambios de información, modelos, metodologías, criterios y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (“SIN”) de Honduras para la planificación de la operación, los procesos de despacho y la Operación en Tiempo Real. No obstante, se ha identificado que en su Anexo 2 “Tipos de Centrales Hidroeléctrica y valor del agua” sección 6 sobre tipos de centrales hidroeléctricas, se imponen criterios para la clasificación de tipos de centrales hidroeléctricas, que en su implementación resultaron demasiado restrictivos en consideración a las características del sistema eléctrico hondureño, y que es necesario revisar para los efectos de la aplicación efectiva de los criterios y metodologías contenidas en la Norma Técnica de Potencia Firme.

- XIII. Que resulta necesario eliminar algunas disposiciones contenidas en la Norma Técnica de la Programación de la Operación, con el fin de la efectiva implementación de la Norma Técnica de Potencia Firme que se ha propuesto para su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de la Industria Eléctrica fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, la cual tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que las disposiciones de la Ley serán desarrolladas mediante reglamentos y normas técnicas específicas.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que según el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista la Norma Técnica de Potencia Firme establecerá la metodología para la determinación del período crítico y detallará el

método de cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, entre otros.

Que de conformidad con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, la elaboración y emisión del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores para el año dos mil veintidós debe ser elaborado por el ODS y publicado en su página web, a más tardar el diecinueve de noviembre del año dos mil veintiuno.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que la Ley de Procedimiento Administrativo, aplicada de manera supletoria, faculta al órgano que haya emitido un acto administrativo para revocar o modificar el mismo cuando desaparecieren las circunstancias que lo motivaron o sobrevinieren otras que, de haber existido a la razón, el mismo no habría sido dictado, también para revocarlo o modificarlo cuando no fuera oportuno o conveniente a los fines del servicio para el cual se dicta.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando los principios

del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional.

Que el Procedimiento para Consulta Pública establece que la CREE elaborará un informe que contenga la valoración de las posiciones, observaciones y comentarios admisibles, y la correspondiente respuesta a cada uno, así como una propuesta regulatoria final cuando aplique. Este informe deberá ser publicado en la página web de la Comisión, una vez que este sea aprobado por el Directorio de Comisionados.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica debe de comunicar el Informe de Resultados a los participantes que hayan suministrado correo electrónico de contacto en la consulta pública.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-41-2021 del 18 de noviembre de 2021, los miembros presentes del Directorio de Comisionados acordaron emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1 literales A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, literal I y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículos 10 literal D, 13, 16, 17, 18, 19 y 119 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista; artículo 121 de la

Ley de Procedimiento Administrativo, aplicado de manera supletoria; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica y Artículo 4, 9 y 10 y demás aplicables del Procedimiento para Consulta Pública, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar el informe intitulado, “Informe de Resultados Consulta Pública CREE-CP-07-2021” emitido por la Unidad de Mercados Eléctricos y la Dirección de Asuntos Jurídicos en ocasión a la consulta pública CREE-CP-07-2021 contentiva de la propuesta de la Norma Técnica de Potencia Firme.

SEGUNDO: Aprobar en todas y cada una de sus partes la Norma Técnica de Potencia Firme que forma parte integral del presente acto administrativo, la cual entrará en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial “La Gaceta”.

TERCERO: Modificar la Norma Técnica del Mercado de Oportunidad contenida en la Resolución CREE-072 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 30 de junio de 2020, con el único fin de derogar los artículos 30, 31 y 32.

CUARTO: Revocar únicamente el Resolutivo SEGUNDO del Acuerdo CREE-091 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 14 de noviembre del 2020.

QUINTO: Modificar la Norma Técnica de Programación de la Operación aprobada mediante Acuerdo CREE-077 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 03 de julio de 2020, específicamente, en su Anexo 2 “Tipos de Centrales Hidroeléctrica y valor del agua” sección 6 sobre

“Tipos de Centrales Hidroeléctricas”, subsecciones 6.1, 6.2 y 6.3, con el único sentido de eliminar de dichas subsecciones algunos criterios para la clasificación de tipos de centrales, específicamente los relativos a la potencia instalada de la central y las condiciones de hidrología para empuntar una central, así como algunos ajustes de redacción para aportar mayor claridad, por lo cual las subsecciones 6.1, 6.2 y 6.3 deberán leerse de ahora en adelante, así:

6.1 CENTRALES DE CAPACIDAD ANUAL

La central hidroeléctrica de capacidad anual cuenta con un embalse y flexibilidad de operación que permiten transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres (3) o más meses.

Para pertenecer a este tipo, una central hidroeléctrica debe cumplir las siguientes condiciones:

- La energía firme debe ser mayor o igual que el 1.5% de la generación anual prevista para el SIN en la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de noviembre;
- El volumen útil debe representar por lo menos veinticinco (25) días de generación a carga máxima, o sea veinticinco (25) días de erogación al máximo caudal turbinable;
- No tiene restricciones aguas abajo que afecten significativamente su despacho en el mediano plazo y en las etapas diarias y horarias..

6.2 CENTRALES DE CAPACIDAD MENSUAL

La central hidroeléctrica de capacidad mensual no califica como capacidad anual, pero tiene las características de embalse y operación que le permiten transferir energía como volumen embalsado dentro del mes, pudiendo transferir energía entre distintas semanas de un mes. La operación del embalse y despacho hidroeléctrico pueden afectar significativamente el

suministro y los costos o precios de una semana respecto a otra semana del mes.

Para pertenecer a este tipo, una central hidroeléctrica debe cumplir con las siguientes condiciones:

- No calificar como central de capacidad anual;
- El volumen útil debe representar por lo menos cinco (5) días de generación a carga máxima, es decir, días de erogación del máximo caudal turbinable.

6.3 CENTRALES DE CAPACIDAD SEMANAL

La central hidroeléctrica de capacidad semanal, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tiene posibilidades de realizar por lo menos regulación dentro de la semana, o sea transferir energía como agua embalsada entre distintos días de la semana. Como consecuencia, su operación puede afectar el suministro de la demanda diario y precios horarios.

Para pertenecer a este tipo, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- No calificar como capacidad anual o capacidad mensual;
- El volumen útil debe representar por lo menos dos (2) días de generación a carga máxima, es decir, dos (2) días de erogación del máximo caudal turbinable.”

SEXTO: Instruir a la Secretaría General para que:

1. De conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico.
2. En colaboración con las unidades administrativas procedan con la publicación del presente acuerdo en el Diario Oficial “La Gaceta”.
3. Notifique el presente acto administrativo al Operador del Sistema, a fin de que este dé cumplimiento a lo establecido

en el artículo 119 del ROM aplicando lo que establece la norma técnica que por este acto se aprueba.

4. De conformidad con el artículo 3 Literal F, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

SÉPTIMO: Publíquese y notifíquese.

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ

NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME

Artículo 1. El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema (ODS), aplicará para:

- a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados.
- c. Determinar los desvíos de potencia firme tanto de agentes productores como de agentes compradores de potencia firme y administrar las liquidaciones a que dichos desvíos den lugar en el mercado eléctrico de oportunidad.

A los efectos de la presente norma, se entenderá por potencia firme de una central generadora, aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.

Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá la demanda de potencia de ese agente en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, e incrementada nuevamente por el margen de reserva reglamentario.

Artículo 2. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en el que es máxima la cantidad de energía compuesta por los tres elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad de energía se designa en la presente norma como “máximo requerimiento térmico.” El ODS identificará el lapso de tiempo en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.

Artículo 3. El ODS determinará la potencia firme de cada central generadora del SIN y el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores como se describe en la presente norma, y publicará los valores resultantes a más tardar el 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).

Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes serán válidos para el año siguiente.

Para la elaboración de los informes, el ODS seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.

Artículo 4. Cada central generadora tendrá el derecho durante ese año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el ODS haya determinado para ella. Un agente productor podrá vender la potencia firme de sus centrales mediante contratos a empresas distribuidoras, comercializadoras, consumidores calificados y a otros agentes productores, incluyendo a agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER.

Asimismo, cada central generadora podrá vender potencia firme en el mercado de oportunidad nacional en el proceso de liquidación de los desvíos de potencia firme.

Artículo 5. Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada potencia firme con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, para cubrir su requerimiento de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional, y el agente comprador nacional deberá presentar prueba al ODS de que ese agente vendedor tiene efectivamente la potencia firme que ofrece al agente comprador nacional. Esa certificación debe ser emitida por la autoridad competente del país del agente productor, de conformidad con lo que al respecto dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.

Artículo 6. Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta:

- a. El uso de una porción de la capacidad de la central para generar electricidad para su servicio propio.
- b. La salida de servicio durante ciertos períodos, para mantenimiento preventivo programado, de unidades generadoras o de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona.
- c. Las indisponibilidades forzadas de unidades generadoras o las fallas de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona.
- d. Las reducciones de capacidad debidas a degradación física temporal de las unidades generadoras.
- e. Las reducciones de capacidad debidas a interrupciones, atrasos, o reducciones en el aporte de la fuente primaria de energía, como combustible, fuerza hidráulica, radiación solar, viento, energía de un campo geotérmico, etc.

Para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, el ODS no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, fallas o salida de servicio para mantenimiento, de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona.

Artículo 7. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue:

- a. Centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y centrales geotérmicas.
- b. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:

- i. Centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación.
- ii. Centrales con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual.
- iii. Centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual.

Artículo 8. Como base para el cálculo de las potencias firmes de las centrales generadoras para el año siguiente, el ODS simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red. La simulación incluirá la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas.

El ODS hará la simulación para etapas sucesivas de un mes o de una semana. Inicialmente, hará la simulación para etapas mensuales y posteriormente las realizará para etapas semanales, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta norma.

El ODS usará la proyección de la demanda que haya utilizado para la planificación operativa de largo plazo del año en estudio y representará la demanda proyectada de cada etapa en forma de una curva monótona de carga con al menos cinco bloques. El primer bloque corresponderá a la demanda máxima de potencia del sistema en la etapa correspondiente.

Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el ODS aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el

Anexo 3 de dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.

Para proyectos nuevos o ampliación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.

Cuando las nuevas centrales o sus ampliaciones o proyectos de consumidores calificados entren en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período crítico, el ODS calculará la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en un lapso de tiempo de la misma duración, a partir de la entrada en operación del proyecto, considerando dentro de ese lapso los mismos bloques uniformes de horas a que se refiere el artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico.

El modelo computacional usado para la simulación del despacho económico del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica. Esos escenarios consistirán, para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales promedio mensual o semanal, en metros cúbicos por segundo, generados sintéticamente; y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. El ODS utilizará para generar las series sintéticas en ambos casos programas

de cómputo apropiados. El ODS deberá proponer dichos programas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Artículo 9. La simulación del despacho económico para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energía generadas por cada central en cada etapa semanal o mensual para cada escenario. Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, los resultados incluirán el nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario. Con base en esos resultados, el ODS determinará en primer lugar para cada etapa, mensual o semanal según el caso, en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2 anterior: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación en relación con la demanda.

Posteriormente, el ODS determinará el valor promedio, calculado sobre los 100 escenarios, de esa cantidad de energía para lapsos de tiempo definidos como sigue:

- a. cuando la simulación se haga en etapas mensuales, el ODS calculará el promedio para cada uno de los 12 meses del año;
- b. cuando la simulación se haga en etapas semanales, el ODS calculará el promedio para cada uno de 48 conjuntos de cinco semanas consecutivas cada uno, tomando cada semana del año como la primera de cada conjunto de cinco, excepto por las últimas cuatro semanas del año. La primera semana del año comenzará el primer lunes de enero y la última semana del año comenzará el último lunes de diciembre.

El ODS identificará el mes, o el conjunto de cinco semanas consecutivas, para el cual es máximo dicho promedio, calculado sobre los cien escenarios, designado como máximo requerimiento térmico.

Artículo 10. Una vez determinado el lapso de tiempo en que se produce el máximo requerimiento térmico, el ODS deberá calcular para cada hora de ese lapso el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left(\sum_1^N P_{it} \right) - R_t$$

Donde M_t es el margen de reserva en la hora t , N es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico, P_{it} es la potencia disponible de la central i en la hora t , y R_t es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el ODS para la hora t del año de interés. A los efectos de este cálculo, el ODS considerará la importación neta como una central del sistema. El ODS tomará como potencia disponible de cada central, su potencia efectiva multiplicada por su factor de disponibilidad promedio anual. Como potencia disponible de la importación neta, tomará la porción disponible de la diferencia entre la potencia total contratada por agentes compradores nacionales con generadores de otros países de la región menos, la potencia total contratada por agentes productores nacionales con compradores de otros países de la región. En ambos casos, el ODS tomará en cuenta únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes. El ODS limitará la potencia disponible de la importación neta a la potencia máxima que pueda ser importada durante las horas de punta del sistema eléctrico nacional, considerando las restricciones de la transmisión tanto regional como nacional. Enseguida, el ODS escogerá a su criterio un valor M_0 del

margen de reserva e identificará todas las horas del lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico para las cuales M_i es menor o igual que ese valor. Ese conjunto de horas constituirá una posible definición del período crítico del sistema. Luego, el ODS hará variar M_0 para observar cómo se modifica el posible período crítico, continuando ese proceso hasta encontrar un valor de M_0 que cumpla las siguientes dos condiciones:

- Que resulte en bloques de horas lo más uniformes que sea posible para días de semana y, en su caso, también para sábados y domingos o feriados; y,
- Que resulte en un período crítico de no menos de cuatro y no más de ocho horas por día laborable.

Artículo 11. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas, el ODS calculará la potencia firme usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K$$

Donde F es la potencia firme de la central, en kW o en MW, D es el factor de disponibilidad anual promedio de la central, proyectado por el ODS para el año en estudio; y, K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

Se entenderá por potencia efectiva de una central la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma

Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos del medidor comercial de la misma.

El ODS calculará el factor de disponibilidad de cada central generadora usando la siguiente expresión general:

$$D = (1 - \Delta D)$$

Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

El ODS considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad:

- El mantenimiento preventivo programado para el año en estudio;
- Las indisponibilidades forzadas.
- Cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; y,
- Cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Las reducciones de disponibilidad debidas a las tres últimas causas listadas las basará en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad se calculará como sigue:

$$\Delta D = \sum_{i=1}^4 \Delta D_i = \sum_{j=1}^{n_1} \frac{H_{1j} \times \frac{R_{1j}}{K}}{HT} + \sum_{i=2}^4 \sum_{j=1}^{n_i} \frac{H_{ij} \times \frac{R_{ij}}{K}}{2 HT}$$

Donde ΔD_i es la reducción de disponibilidad debida a la causa i ; el subíndice j indica las ocasiones en que cada unidad generadora saldrá de servicio para mantenimiento programado,

o las ocasiones en que se produjo una reducción de capacidad por alguna de las tres últimas causas listadas durante el período de 24 meses indicado; n_i es el número total de ocasiones de reducción de capacidad debida a la causa i . n_j es el número total de ocasiones de reducción de capacidad debido al mantenimiento preventivo programado en el año de estudio. H_{ij} es la duración en horas de la reducción de capacidad por la causa i en la ocasión j . R_{ij} es la reducción de capacidad en kW o en MW por la causa i en la ocasión j ; y , HT es el número total de horas del año. H_{ij} y R_{ij} son respectivamente las horas de mantenimiento programado y la reducción de capacidad en kW o en MW por esa causa en la ocasión j .

Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, como lo indica el ROM en su artículo 16, literal B, el ODS calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando el factor de disponibilidad promedio de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en este artículo.

Artículo 12. El ODS monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:

- a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del ODS su capacidad disponible.
- b. La información que los Agentes productores deberán comunicar al ODS a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas como lo prevé el literal E del artículo 9 del ROM.
- c. El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el ODS en la operación diaria.
- d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia

efectiva. Para ese propósito, el ODS deberá utilizar un programa de computadora que genere los requerimientos aleatoriamente. La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo marginal horario nodal.

Artículo 13. En su base de datos de la generación, el ODS mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El ODS verificará ese valor en el curso de la operación del sistema como lo indica el artículo 12 anterior. Además, el ODS deberá incluir en el Plan Anual de Auditorías Técnicas previsto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación las pruebas necesarias para verificar la potencia efectiva de las centrales con el fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red.

El ODS programará las pruebas de centrales y coordinará su ejecución con los agentes productores siguiendo los procedimientos establecidos en dicha Norma Técnica de Inspección y Verificación. Las pruebas se harán siguiendo protocolos de pruebas que serán función de la tecnología de las centrales. Los resultados de las pruebas serán registrados mediante los sistemas de medición comercial y de comunicación que los agentes están obligados a tener, de conformidad con el ROM, y quedarán registrados en el Acta de Pruebas correspondiente.

Al elaborar el programa de pruebas, el ODS buscará minimizar los posibles sobrecostos de operación causados por cualquier operación de una central en prueba fuera del orden de mérito. El ODS deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de calidad. Si los resultados de cualquier prueba indican una potencia efectiva diferente de la registrada en la base de datos de la generación, el ODS reemplazará el valor de la base de datos por el valor resultante de la prueba. En caso de que la prueba haya arrojado un valor inferior al que estaba registrado en la base de datos, el agente productor podrá solicitar una

nueva prueba después de haber llevado a cabo las acciones correctivas necesarias. En ese caso, el agente productor será responsable de cubrir cualquier eventual sobre costo de la operación del sistema que sea causado por la nueva prueba.

Artículo 14. Para las centrales hidroeléctricas, el ODS determinará, con base en la simulación del despacho económico del sistema mencionada en el artículo 8, las cantidades de energía generadas por cada central, en cada uno de los 100 escenarios utilizados, durante el lapso de un mes o de cinco semanas identificado como aquel en que se produce el máximo requerimiento térmico.

Enseguida, identificará de entre esas cien cantidades de energía aquella que es excedida en el 95 por ciento de los casos. Esa será la energía firme de la central.

Artículo 15. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el ODS dividirá la energía firme entre las horas totales del mes o de las cinco semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.

Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el ODS comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará la menor de esas cantidades como la potencia firme de la central.

Para efectos de la presente norma, se entenderá por central con capacidad de regulación diaria aquella cuyo embalse no tiene capacidad anual, mensual ni semanal, pero que es suficiente para realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir energía como volumen embalsado entre distintas horas del día. Adicionalmente, el volumen del embalse

utilizable para regulación debe representar por lo menos tres (3) horas de generación a carga máxima, es decir, tres (3) horas de erogación del máximo caudal turbinable.

Artículo 16. Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el ODS tomará los valores de energía generada resultantes de la simulación, correspondientes al lapso de un mes o de cinco semanas consecutivas en que se produce el máximo requerimiento térmico y determinará para cada central cuál es el valor que es excedido en el 95% de los casos. Esa será la energía firme de la central.

Enseguida, procederá a determinar para cada central eólica o solar las potencias horarias, que habían sido generadas sintéticamente para ese escenario, correspondientes a las horas del período crítico. Luego, el ODS calculará para cada central el valor promedio de esas potencias horarias generadas en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central.

Artículo 17. Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el ODS determinará la energía firme de la central como lo describe el artículo 14 anterior y determinará además el nivel del embalse al final del período crítico resultante de la simulación para el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.

El ODS dividirá la energía firme de la central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia. Ese valor lo comparará con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio. El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central.

Artículo 18. Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán

suministrar al ODS las series de aportes de su fuente de energía primaria que tengan disponibles, incluyendo los valores, registrados o generados sintéticamente, de la etapa de planificación, diseño y construcción del respectivo proyecto.

La información hidrológica de centrales hidroeléctricas o complejos hidroeléctricos de capacidad instalada mayor de 10 MW, deberá venir certificada por un hidrólogo profesional. Los agentes productores hidroeléctricos deberán indicar, en su caso, cuál es el caudal “ecológico” establecido en su contrato de medidas de mitigación ambiental, las restricciones de generación mínima de las turbinas, el caudal turbinable mínimo de la central, la información necesaria para establecer su función de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el ODS para una adecuada representación de la central en los modelos de programación de la operación.

Los agentes productores deberán presentar los datos para etapas sucesivas de un mes y de tenerlos disponibles, también para etapas sucesivas de una semana. A partir de la publicación de la presente norma, los agentes productores llevarán el registro de aportes de la fuente primaria tanto de manera mensual como semanal.

Además, quienes no tengan los datos de años anteriores organizados en etapas semanales deberán organizarlos en dicho formato semanal. Si no tienen información detallada que permita identificar los aportes correspondientes a cada semana, deberán determinar coeficientes de repartición de las cantidades mensuales en cantidades semanales con base en el análisis de los datos actuales y también de los datos pasados en caso de tener la información desagregada correspondiente. Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de seis meses contados a partir de la publicación de la presente norma. Mientras tanto el ODS podrá seguir simulando con los datos disponibles en la fecha de entrada en vigencia de esta norma las centrales hidroeléctricas que tienen capacidad de regulación horaria o semanal pero cuyas capacidades de almacenamiento y regulación no se encuentran representadas en el modelo de planificación de largo plazo.

Tanto el ODS como la Comisión Reguladora podrán auditar la información sobre aportes de la fuente o fuentes primarias de energía de las centrales.

En caso de que un agente productor no cumpla en medir los aportes de su fuente de energía primaria y comunicar los resultados al ODS, podrá ser objeto de las sanciones que contempla la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) por no suministrar información necesaria para la operación óptima del SIN. En ese caso, el ODS podrá estimar valores de los aportes de la fuente primaria de energía deduciéndolos de los valores registrados de energía generada.

Artículo 19. A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes a jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados.

Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.

Para reflejar las pérdidas en la red, el ODS incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes:

| Forma como la Carga es Servida | Divisor |
|---|---------|
| Mediante línea de 230 kV | 0.980 |
| Con transformador 230/138 kV exclusivo | 0.975 |
| Mediante línea de 138 kV | 0.965 |
| Con transformador 138/69 kV exclusivo | 0.962 |
| Mediante línea de 69 kV | 0.938 |
| Con transformador de 69 kV/MT exclusivo | 0.931 |
| Mediante línea de MT | 0.904 |
| Con transformador MT/BT exclusivo | 0.883 |
| Mediante línea de BT | 0.850 |

El ODS sumará las curvas de carga típicas de los agentes, incrementadas por las pérdidas, para el mes en que se produce el máximo requerimiento de potencia del sistema eléctrico dentro del período crítico para obtener la curva de carga global del sistema eléctrico del día de ese mes en que se produce dicho máximo requerimiento de potencia.

El ODS determinará los factores de contribución de las demandas de los diferentes agentes compradores considerados con base en la expresión siguiente.

$$Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$$

Donde $Pmax_{sist}$ es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico, N es el número total de agentes distribuidores, comercializadores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y $Dmax_i$ es la demanda máxima del agente i incrementada por las pérdidas en el mes en que se produce dicho requerimiento de potencia proyectado máximo dentro del período crítico y fC_i es el factor de contribución de ese agente. El producto $fC_i \times Dmax_i$ es la demanda del agente considerado, más las correspondientes pérdidas en las redes, en el momento del máximo requerimiento proyectado de potencia del SIN dentro del período crítico. Ese producto, incrementado por el margen de reserva será el requerimiento de potencia firme del agente; dicho margen de reserva será establecido por la CREE.

$$RF_i = (1 + M) fC_i \cdot Dmax_i$$

Donde RF_i es el requerimiento de potencia firme del agente comprador i , y M es el margen de reserva.

El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme.

Artículo 20. De conformidad con lo que establece la Norma Técnica de Contratos, cada agente productor deberá mantener informado al ODS de los contratos para venta de potencia firme y de energía que tenga con agentes compradores, indicando la cantidad de potencia firme que estará vendiendo en cada contrato y quién es el comprador. Lo anterior queda sujeto a que la diferencia de potencia firme deberá ser contratada bajo la modalidad de contrato de respaldo según lo dispuesto en la Norma Técnica de Contratos.

Cada agente productor deberá también reportar los contratos que tenga con otros agentes productores para comprarles

potencia firme, a fin de complementar la potencia firme de su propia central o centrales, para venderla a agentes compradores, indicando las cantidades de potencia firme de cada contrato.

El ODS llevará un registro de las cantidades de potencia firme que cada agente productor vende o compra cada mes en el proceso de liquidación de desvíos de potencia firme en el mercado eléctrico de oportunidad.

De la misma manera, de conformidad con lo que dispone la Norma Técnica de Contratos, cada agente comprador deberá mantener informado al ODS de los contratos para compra de potencia firme que tenga con agentes productores o con comercializadores, para cubrir su requerimiento de potencia firme, indicando las cantidades de potencia firme correspondientes a cada contrato.

Cada mes, el ODS verificará para cada agente productor y cada comercializador que vende potencia firme, si ese agente tuvo suficiente potencia firme disponible en el mes para cubrir sus compromisos contractuales de venta de potencia firme. Asimismo, el ODS verificará para los agentes distribuidores, comercializadores, y para los consumidores calificados que actúan como agentes del mercado si la contribución del agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes excedió o no la potencia firme que tiene contratada para cubrir su requerimiento de potencia firme.

Artículo 21. Cada mes, el ODS determinará la potencia firme que cada central tuvo disponible durante el mes, la cual se designará como F_{im} , donde el índice i identifica a la central y el índice m identifica al mes.

Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS juzgará de cualquier reducción de capacidad durante el mes considerando los elementos que tomó en cuenta al calcular el factor de disponibilidad promedio anual de la central. Es decir, tomará en cuenta los valores correspondientes al programa de mantenimiento aprobado, la tasa de indisponibilidades forzadas, cualquier degradación

temporal de capacidad y eventuales problemas de suministro de combustible o de energía térmica de un campo geotérmico. Mientras la central no haya excedido en su operación durante el año hasta ese mes la duración total del programa de mantenimiento aprobado, ni las duraciones implícitas en la tasa de indisponibilidades forzadas, ni la magnitud de las reducciones de capacidad debidas a degradación temporal de su capacidad, ni la duración de posibles reducciones en el suministro de combustible o energía térmica, elementos todos que habrán sido tomados en cuenta para determinar el factor de disponibilidad promedio anual de la central, el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme disponible de la central durante el mes es igual a su potencia efectiva multiplicada por el factor de disponibilidad promedio anual.

Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo mantenimientos programados en ese mes, ni tener reducciones de capacidad por las otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada al producto de su potencia efectiva por el factor de disponibilidad promedio anual.

El ODS ajustará el factor de disponibilidad promedio anual y la potencia firme de la central como corresponda solamente en los casos siguientes:

- a. Cuando la central exceda en su operación durante el año las duraciones indicadas o la magnitud de la degradación de capacidad reflejada en su factor de disponibilidad promedio anual o las limitaciones de la fuente de energía primaria o haya experimentado una combinación de tales factores.
- b. Cuando la central mejore su disponibilidad eliminando de manera definitiva una degradación temporal de su capacidad o una limitación en el aporte de la fuente primaria de energía.

Artículo 22. Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.

El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central. En caso de que la potencia resultante de la operación indicada sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central para el año en curso caiga por debajo de su valor promedio. Sólo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior. En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la potencia firme determinada por el ODS el año anterior.

Para centrales que hayan comenzado a operar en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará el cálculo sólo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.

Artículo 23. Cada mes, el ODS verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor, comercializador, y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción de mes en que el agente comprador haya estado en operación.

Las demandas registradas serán incrementadas para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolas entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior.

Si la contribución del agente comprador i al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes, incrementada por el margen de reserva reglamentario, fue mayor que el requerimiento de potencia firme que el ODS había determinado para ese agente el año anterior, el ODS tomará como su requerimiento de potencia firme del mes su contribución real al máximo requerimiento de potencia del sistema, incrementada por el margen de reserva. En caso contrario, su requerimiento de potencia firme del mes será el valor de requerimiento de potencia firme que el ODS haya determinado para ese agente el año anterior.

Artículo 24. Una vez que el ODS haya determinado para las centrales y para los agentes compradores respectivamente su potencia firme disponible en el mes y su requerimiento de potencia firme del mes determinará para cada agente productor y para cada comercializador que vende potencia firme, así como para cada agente comprador las diferencias siguientes, las cuales son los desvíos de potencia firme:

- a. Para cada agente productor y cada comercializador, determinará la diferencia entre la potencia firme disponible total, durante el mes m , de las centrales de las que el agente es titular, más las cantidades de potencia firme que haya comprado de agentes productores, y la cantidad total de potencia firme que tenía comprometida para venta en contratos con agentes compradores durante el mes.

$$\Delta F_m = \sum_{i=1}^N F_{im} + \sum_{j=1}^{NG} P_{jm} - \sum_{k=1}^{NC} V_{km}$$

Donde ΔF_m es el desvío de potencia firme del agente productor o comercializador durante el mes m ; N es el número de centrales pertenecientes al agente productor o comercializador; F_{im} es la potencia firme que la central i tuvo disponible durante el

mes m ; NG es la cantidad de agentes productores de quienes el agente productor o comercializador compra potencia firme en el mes; P_{jm} es la cantidad de potencia firme comprada por el agente productor o comercializador al agente productor j durante el mes m ; NC es el número de agentes compradores a quienes el agente productor o comercializador vende potencia firme en el mes; y, V_{km} es la cantidad de potencia firme comprometida por el agente productor o comercializador con el agente comprador k durante el mes m .

- b. Para cada agente comprador, el ODS determinará la diferencia entre la cantidad de potencia firme que el agente tenía contratada en el mes m con generadores o comercializadores y su requerimiento de potencia firme de ese mes.

Donde ΔRF_m es el desvío de potencia firme del agente comprador durante el mes m ; NV es el número de vendedores de quienes el agente comprador compra potencia firme en el mes m ; P_{im} es la potencia firme comprada por el agente comprador al vendedor i durante el mes m ; y, RF_m es el requerimiento de potencia firme del agente comprador en el mes m .

En caso de que las cantidades de potencia firme vendidas o compradas mediante contratos varíen para diferentes porciones del mes, el ODS realizará los cálculos descritos para cada porción de mes en que dichos valores se mantienen constantes.

Artículo 25. Los desvíos de potencia firme determinados por el ODS serán liquidados en el mercado de oportunidad. Tanto para los agentes productores y comercializadores como para los agentes compradores cuyo desvío de potencia firme del mes m sea positivo el ODS liquidará sus excedentes de potencia firme en el mercado de oportunidad. A la inversa, tanto para los agentes productores o comercializadores que

venden potencia firme como para los agentes compradores cuyos desvíos de potencia sean negativos el ODS liquidará sus faltantes de potencia firme en el mercado de oportunidad. El precio de la potencia para estas liquidaciones será el precio de referencia de la potencia establecido por la CREE.

No obstante lo anterior, el conjunto de los agentes que tengan excedentes de potencia firme sólo podrán recibir pago en concepto de liquidación de los desvíos en el mercado de oportunidad por una cantidad de potencia firme para la cual exista una demanda en forma de desvíos de potencia negativos de agentes productores o comercializadores y de agentes compradores. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos positivos sea superior a la de los desvíos negativos, el ODS repartirá entre los agentes que tengan desvíos positivos el monto total a pagar por los agentes que tengan desvíos negativos a prorrata de sus desvíos positivos individuales. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos negativos sea superior a la de los desvíos positivos, el ODS repartirá entre los agentes que tengan desvíos negativos el monto total de las cantidades a pagar a los agentes que tengan desvíos positivos a prorrata de sus desvíos negativos individuales.

La cantidad total de potencia firme vendida en contratos y mediante el proceso de liquidación de desvíos no podrá en ningún caso exceder el valor del requerimiento de potencia firme global del SIN, incluyendo el margen de reserva vigente.

Cuando los desvíos de potencia firme de un agente no sean sólo ocasionales, sino que se prevea que durarán un año o más, el agente productor o agente comprador que tenga faltantes deberá comprar mediante contratos la potencia firme necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes. Lo anterior, de conformidad con lo indicado en el artículo 20 de la presente norma técnica.

Servicio de Administración de Rentas SAR

ACUERDO SAR No. 354-2021

Tegucigalpa, M.D.C., 26 de octubre de 2021

LA MINISTRA DIRECTORA DEL SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN DE RENTAS (SAR)

CONSIDERANDO: Que mediante Decreto Legislativo 170-2016 contentivo del Código Tributario se creó la Administración Tributaria como una entidad desconcentrada adscrita a la Presidencia de la República, con autonomía funcional, técnica, administrativa y de seguridad nacional, con personalidad jurídica propia, responsable de la administración tributaria, con autoridad y competencia a nivel nacional y que estará a cargo de un Director Ejecutivo con rango Ministerial nombrado por el Presidente de la República.

CONSIDERANDO: Que mediante Acuerdo Ejecutivo número 001-2017, en cumplimiento a lo establecido en el Artículo 195 del Código Tributario, el Poder Ejecutivo denominó a la Administración Tributaria SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN DE RENTAS (SAR).

CONSIDERANDO: Que mediante Acuerdo Ejecutivo número 001-A-2017 de fecha 02 de enero de 2017, se nombró a la suscrita, como Directora Ejecutiva del Servicio de Administración de Rentas (SAR), con rango Ministerial y con facultades para emitir y ejecutar los actos administrativos necesarios y pertinentes conforme a la Ley.

CONSIDERANDO: Que el Artículo 199 numeral 6) del Código Tributario, establece las atribuciones de la Directora Ejecutiva del Servicio de Administración de Rentas, siendo una de ellas la de aprobar políticas institucionales, acuerdos que contengan las normas internas de la institución, incluyendo aquellos instrumentos, normas y manuales que regulen la estructura