

## **Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE**

ACUERDO CREE-65-2023

**“SE REVOCA NUMERAL SEGUNDO DEL  
ACUERDO CREE-60-2021, SE APRUEBA EL  
INFORME DE RESULTADOS DE LA CONSULTA  
PÚBLICA CREE-CP-01-2023, SE APRUEBA LA  
NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME”**

**Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.**

**Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central a los 13 días  
de julio de dos mil veintitrés.**

### **Resultando:**

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 3 letra D establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión), incluyendo la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como expedir las regulaciones, normas y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento de éste.
2. Que la Ley, en su artículo 9 letra E romano V, establece que es función del Centro Nacional de Despacho (“CND”) en calidad de operador del sistema el determinar la potencia y la energía firmes de cada una de las centrales generadoras en territorio nacional, aplicando los procedimientos que establezca el Reglamento de la Ley.
3. Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) en su artículo 3, define el requerimiento

de potencia firme como la demanda firme que deberá ser determinada por el operador del sistema y que un agente comprador tiene la obligación de cubrir mediante contratos de potencia firme, incluyendo las pérdidas técnicas de transmisión y distribución, así como el margen de reserva correspondiente.

4. Que con base en lo anterior, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y en cumplimiento de sus funciones y con el objetivo de fortalecer el marco normativo del subsector eléctrico, por medio del Acuerdo CREE-60-2021 aprobó la Norma Técnica de Potencia Firme.
5. Que como resultado de la revisión de los informes de Potencia Firme para Centrales Generadoras elaborados por el operador del sistema, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) identificó la necesidad de realizar modificaciones a la Norma Técnica de Potencia Firme vigente.
6. Que la consulta pública tuvo como objeto someter ante los distintos actores del subsector eléctrico y de la ciudadanía en general la propuesta de modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme. De manera específica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) consideró necesario socializar y someter a consulta pública las modificaciones de distintas metodologías.
7. Que de conformidad con la política y compromiso institucional consistente en que la regulación que debe aprobar la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) o sus modificaciones sea sujeta a un proceso de consulta pública, se requiere la aprobación para el inicio del proceso y la aprobación de los documentos que forman parte del proceso de consulta.

8. Que la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica emitieron el Informe de Resultados de Consulta Pública CREE-CP-01-2023 en el mes de julio de 2023, mediante el cual se da respuesta a los comentarios realizados por los participantes durante la consulta pública y se emiten las recomendaciones del caso.

9. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como resultado de la revisión, realizó los cambios de forma y fondo necesarios a la norma técnica antes referida.

**Considerando:**

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 20 de mayo del 2014, y sus reformas mediante decretos legislativos 61-2020, 02-2022 y 46-2022, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que 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, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

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 (CREE).

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 (CREE) 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 la Ley General de la Industria Eléctrica establece que es función del operador del sistema determinar la potencia firme y la energía firme de cada una de las centrales generadoras en territorio nacional, aplicando los procedimientos reglamentarios.

Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista establece que se deberá desarrollar la Norma Técnica de Potencia Firme, por lo cual se aprobó una Norma Técnica con el fin de fortalecer el marco normativo del subsector eléctrico.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) 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 (CREE), 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 (CREE) 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 de acuerdo al Procedimiento para Consulta Pública, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normativa, reglamentaciones o sus modificaciones, o cuando la Comisión Reguladora de Energía

Eléctrica (CREE) considere que el asunto es de tal importancia para el buen funcionamiento del mercado eléctrico, que amerita ser sometido a consulta.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), esta publicará en su sitio web el Informe de

Resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía (CREE) 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-34-2023 del 13 de julio de 2023, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente Acuerdo.

#### **Por Tanto**

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1 literal A y B, 3, primer párrafo, literal D romano III y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; Artículo 4, 15, 16 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE); Artículos 10 y demás aplicables del Procedimiento para Consulta Pública y aplicado de manera supletoria el artículo 121 de la Ley de Procedimiento Administrativo, por unanimidad de votos de sus Comisionados.

#### **Acuerda:**

**PRIMERO:** Aprobar el Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-01-2023 denominada “Modificaciones a la Norma Técnica de Potencia Firme”.

**SEGUNDO:** Modificar el Acuerdo CREE-60-2021 de fecha 18 de noviembre de 2021, en el único sentido de revocar el resolutivo SEGUNDO contenido en la misma, con respecto a la aprobación de la Norma Técnica de Potencia Firme, publicado en fecha 18 de noviembre de 2021 en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**TERCERO:** Aprobar la “Norma Técnica de Potencia Firme” la cual deberá leerse de la siguiente forma:

### **NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME**

**Artículo 1. Alcance.** El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema 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 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 y por el margen de reserva reglamentario.

**Artículo 2. Definición de período crítico del sistema.** 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 elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes, 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 Operador del Sistema 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. Informes de potencia firme y de requerimientos de potencia firme.** El Operador del Sistema 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 emitirá a más tardar el 30 de septiembre de cada año el informe preliminar de potencia firme de las centrales generadoras y el informe preliminar de requerimiento de potencia firme de los agentes compradores. Posteriormente, a más tardar el 30 de noviembre del mismo año, publicará los informes definitivos como lo dispone el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).

El Operador del Sistema enviará a los agentes productores y agentes compradores los informes preliminares de potencia firme y requerimiento de potencia firme según corresponda. En acompañamiento a estos informes, el Operador del Sistema enviará a los agentes la memoria de cálculo detallada de la determinación de su valor de potencia firme o requerimiento de potencia.

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

Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el ROM.

**Artículo 4. Derechos de centrales generadoras.** Cada central generadora tendrá el derecho durante el año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el Operador del Sistema haya determinado para ella. Un agente productor podrá vender la potencia firme de sus centrales mediante contratos a empresas distribuidoras, 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 eléctrico de oportunidad nacional en el proceso de liquidación de los desvíos de potencia firme.

**Artículo 5. Obligación de agentes compradores.** Las empresas distribuidoras y los consumidores calificados que

hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico deberán tener cubierto sus requerimientos de potencia firme mediante contratos suscritos con generadores nacionales o con agentes del MER ubicados en otros países de la región, según el porcentaje requerido por la normativa vigente aplicable. 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 Operador del Sistema 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. Indisponibilidades de centrales generadoras.**

Para determinar la potencia firme de una central generadora, el Operador del Sistema tendrá en cuenta las indisponibilidades de la capacidad de la central por las diferentes causas listadas en el artículo 11 de esta norma.

El Operador del Sistema no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central por 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. Adicionalmente, no se tomarán en consideración otras indisponibilidades que a criterio del Operador del Sistema se ocasionen por otra central generadora.

**Artículo 7. Clasificación de centrales generadoras.** 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. Bases para el cálculo de potencia firme del informe.** Como base para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras para el siguiente año calendario, el Operador del Sistema simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza la más reciente estimación anual 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 Operador del Sistema hará la simulación para etapas sucesivas de una semana, 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 Operador del Sistema 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 con una discretización de al menos cinco bloques.

Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el Operador del Sistema 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 modificación 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 Operador del Sistema toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación del sistema y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.

Cuando las nuevas centrales o sus modificaciones 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 de máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema podrá calcular la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en la simulación del despacho económico del sistema extendida o el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en período crítico, ambos para el año subsiguiente al de aplicación del informe de potencia firme, según corresponde, manteniendo el mismo período de

máximo requerimiento térmico y período crítico del sistema identificados en tal informe.

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 a excepción del caso de las centrales que generan con biomasa. En este último caso, el aporte de energía estará basado en un pronóstico del recurso primario para el año en estudio. Dichos escenarios consistirán para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales en metros cúbicos por segundo generados sintéticamente y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. En ambos casos, el Operador del Sistema utilizará programas de cómputo apropiados para generar las series sintéticas. El Operador del Sistema deberá proponer dichos programas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, de la simulación del despacho económico deberán obtenerse resultados del nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.

**Artículo 9. Definición del período de máximo requerimiento térmico.** La simulación del despacho económico para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energías generadas por cada central en cada etapa semanal para cada escenario. Con base en dichos resultados, a continuación, se describe el procedimiento que el Operador del Sistema

utilizará para determinar el período de máximo requerimiento térmico del sistema:

1. En primer lugar, determinará para cada etapa semanal en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2.
2. Seguidamente, determinará para cada escenario 49 conjuntos de cuatro semanas consecutivas cada uno, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto iniciará el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.
3. Luego, calculará el promedio de energía de los 20 escenarios que representen el mayor requerimiento térmico en el año para cada uno de los 49 conjuntos definidos conforme al numeral 2 precedente. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.
4. Posteriormente, identificará y seleccionará los tres conjuntos de cuatro semanas consecutivas para el cual dicho valor de energía promedio es máximo, asegurando que estos conjuntos no se traslapen entre sí.
5. Finalmente, los tres conjuntos seleccionados según el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema, el cual resultará en un total de 12 semanas.

**Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema.**

Una vez determinado el lapso en que se produce el máximo

requerimiento térmico, el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el período crítico del sistema del año de estudio:

1. Primero se calculará, para cada hora dentro del período de máximo requerimiento térmico, el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left( \sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$$

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;

$R_t$ : es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.

Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

- a. Tomará la importación neta como una central del sistema. 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. El Operador del Sistema considerará únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales.

- b. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:

- i. Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado y el nivel del embalse.
- ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iii. Para las 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 considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.

El Operador del Sistema podrá determinar los factores de indisponibilidad forzada de los agentes productores y niveles



de embalse de centrales hidroeléctricas ya sea requiriéndoles la información necesaria o con base en registros propios.

2. Enseguida, el Operador del Sistema utilizará un valor  $M_0$  igual al 10% de la demanda máxima de potencia pronosticada para el año en estudio que equivale al margen de reserva autorizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 35, literal D. Este valor podrá modificarse con base en el informe anual de programación de servicios complementarios. El Operador del Sistema deberá someter la propuesta de la referida modificación para aprobación de la CREE. Una vez definido el valor  $M_0$ , el Operador del Sistema identificará todas las horas dentro del período de máximo requerimiento térmico para las cuales  $M^+ \leq M_0$  y las denominará horas incidentes (*Hinc*).

3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera:

Bloque 1: Conformado por los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes sin incluir los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de *Hinc* ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de *Hinc*  $> 5$  y que clasifiquen como horas uniformes.

Bloque 2: Conformado por los días sábados, domingos y los días feriados de las semanas pertenecientes al período de

máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de *Hinc* ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de *Hinc*  $\geq 2$  y que clasifiquen como horas uniformes.

Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las *Hinc* que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra *Hinc* identificada en el mismo día.

4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:

Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.

De considerar el Operador del Sistema que se requieren modificar los criterios dispuestos en los numerales 3 y 4 precedentes para la determinación del período crítico del sistema, el Operador del Sistema deberá justificarlo en los informes de potencia firme correspondientes y recibir aprobación de la CREE.

**Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva.** En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.

El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:

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

Donde  $\Delta D$  es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) Los mantenimientos programados consistentes en mantenimientos mayores para el año de estudio y mantenimientos menores de los últimos dos años, incluyendo los de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o a la red de distribución según corresponda; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas; y (4) cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía, sea esta debida a retrasos, interrupciones o disminuciones. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.

El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:

$$\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde  $NMa$  es el número de intervenciones de mantenimiento mayor incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio;  $HMa_i$  son las horas de indisponibilidad por mantenimiento mayor en la ocasión  $i$ ;  $RMa_i$  es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión  $i$ ;  $K$  es la potencia efectiva de la central;  $HA$  es el número de horas del año en estudio;  $NMe$  es el número de intervenciones de mantenimiento menor basado en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario;  $HMe_j$  son las horas de indisponibilidad por mantenimiento menor en la ocasión  $j$ ;  $RMe_j$  es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión  $j$ ;  $HT_{24m}$  es el número total de horas del periodo de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados.

El Operador del Sistema calculará también la reducción de disponibilidad debida a las tres últimas causas listadas arriba basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:

$$\Delta DT = \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde  $\Delta DT$  es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice  $l$  indica las ocasiones en que cada unidad generadora salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el periodo de 24 meses considerado;  $NT$  es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas.  $HT_l$  es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión  $l$ .  $RT_l$  es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión  $l$ .  $HT_{24m}$  es el número

total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados para el cálculo.

Por potencia efectiva de una central se entenderá como la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora bajo condiciones de período crítico en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios de la central. 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, el Operador del Sistema determinará la potencia efectiva de una central con base en los datos del medidor comercial de la misma, aplicando el procedimiento siguiente:

1. Tomará los datos horarios del medidor comercial de la central de los últimos 24 meses y determinará valores promedio aplicando una media móvil sobre subconjuntos de 3 horas.
2. Posteriormente, de los datos resultantes se seleccionará el máximo valor como la potencia efectiva (K) de la central.

La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:

$$\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$$

El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:

$$D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

**Artículo 12. Monitorización de la potencia efectiva.** El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central por los medios siguientes:

- a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del Operador del Sistema su capacidad disponible.
- b. La información que los Agentes productores deberán comunicar al Operador del Sistema 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 Operador del Sistema en la operación diaria.
- d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan la máxima potencia que les es posible producir en el momento dado. Para ese propósito, el Operador del Sistema 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.

En su base de datos de la generación, el Operador del Sistema mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El Operador del Sistema verificará ese valor en el curso de la operación del sistema para los medios descritos al inicio del presente artículo.

Además, el Operador del Sistema 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 Operador del Sistema 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 los protocolos de pruebas que serán función de la tecnología propia de cada central. 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 Operador del Sistema buscará minimizar los posibles sobrecostos de operación causados por cualquier operación de una central en prueba que se encuentre fuera del orden de mérito.

El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red.

Si los resultados de cualquier prueba indican una potencia efectiva diferente de la registrada en la base de datos de la generación, el Operador del Sistema reemplazará el valor de la base de datos por el valor resultante de la prueba. En caso de que la prueba haya resultado en 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 sobrecosto de la operación del sistema que sea causado por la nueva prueba.

El Operador del Sistema podrá ampliar mediante una guía los detalles para la realización de las pruebas de disponibilidad de potencia efectiva del presente artículo.

### **Artículo 13. Determinación de la potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional.**

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 Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central 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 de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio como se indicó en el artículo 11; y  $K$  es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional o de información

histórica de centrales generadoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. 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 el artículo 11 y en este artículo.

Para centrales térmicas existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible.

**Artículo 14. Información para el cálculo de potencia firme de centrales hidroeléctricas.** Para las centrales hidroeléctricas el Operador del Sistema determinará, con base en la simulación del despacho económico del sistema mencionada en el artículo 8, lo siguiente:

1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación:
  - a. La cantidad de energía generada por cada central en el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.

2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria o semanal:
  - a. La cantidad de energía generada por cada central en el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos y la serie hidrológica correspondiente.
  - b. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico del sistema ante la serie hidrológica identificada en el literal precedente.
3. Hidroeléctricas con embalses de regulación mensual, anual o plurianual:
  - a. La cantidad de energía generada por cada central en el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos y la serie hidrológica correspondiente.
  - b. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico del sistema ante la serie hidrológica identificada en el literal precedente.
  - c. El valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.
  - d. El nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, ante el escenario para el cual

la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.

Los datos resultantes serán utilizados en el cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas según corresponda en los artículos 15 y 17.

**Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación, y con capacidad de almacenamiento y regulación diaria o semanal.** Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 1 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del conjunto de 12 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 o semanal, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de crítico del sistema, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará el menor de los valores resultantes 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 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. Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares.** Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía generada por cada central durante el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.

Enseguida, procederá a determinar para cada central eólica y solar las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central.

**Artículo 17. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación mensual, anual o plurianual.** Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación mensual, anual o plurianual,

el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período crítico del sistema dividida entre el total de horas críticas, y sumará el valor de la potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período. Ese valor lo comparará tanto con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio, así como con la potencia máxima que la central puede entregar a la red en función del nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico. El menor de los tres valores resultantes será la potencia firme de la central.

La energía generada en período crítico, la potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída en período crítico y el nivel de embalse al final del período de máximo requerimiento térmico deben corresponder a lo determinado en el numeral 3 del artículo 14.

**Artículo 18. Suministro de información de aportes de fuentes de energía primaria.** Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán suministrar al Operador del Sistema 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 o complejos hidroeléctricos con capacidad igual o mayor a 5 MW deberá estar certificada por un hidrólogo profesional y apegarse a los lineamientos que determine el Operador del Sistema.

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 coeficiente de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el Operador del Sistema 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, en caso 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, aquellos agentes productores que no tengan la información de años anteriores organizados en etapas semanales deberán organizarlos en dicho formato semanal. También, 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 un análisis de los datos actuales y pasados en caso de tener información desagregada.

Tanto el Operador del Sistema 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 realizar la medición de los aportes de su fuente de energía primaria y

comunicar los resultados al Operador del Sistema, 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 este último caso, para las centrales hidroeléctricas, el Operador del Sistema podrá realizar la modelación basándose en los registros históricos de generación que estén disponibles mediante la utilización del modelo computacional aprobado por la CREE.

**Artículo 19. Determinación del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores.** Antes del 31 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras y los consumidores calificados deberán comunicar al Operador del Sistema 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. En caso de que el agente no proporcione la información indicada, el Operador del Sistema podrá estimar los datos requeridos para su cálculo con base en los registros históricos del agente en cuestión.

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

Para reflejar las pérdidas en la red, el Operador del Sistema 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 Operador del Sistema sumará las curvas de carga típicas de los agentes, evitando que exista duplicidad de las demandas de consumidores calificados abastecidos por las empresas distribuidoras, y las incrementará 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 Operador del Sistema determinará los factores de contribución ( $f_c$ ) de las demandas de los diferentes agentes compradores tomando la demanda de potencia del agente en la hora en que sucede el máximo requerimiento de potencia del sistema durante el período crítico, incrementada por las pérdidas, y dividida por la demanda máxima del agente durante este mismo período, también incrementada por las pérdidas, cumpliéndose la expresión siguiente:

$$P_{max_{sist}} = \sum_{i=1}^N fC_i \times D_{max_i}$$



Donde  $P_{max_{sist}}$  es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico,  $N$  es el número total de agentes distribuidores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y  $D_{max_i}$  es la demanda máxima del agente  $i$  en el período crítico del sistema, incrementada por las pérdidas y  $fc_i$  es el factor de contribución de ese agente. El producto  $fc_i \times D_{max_i}$  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.

$$RF_i = (1 + M) \times fc_i \times D_{max_i}$$

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 capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme.

**Artículo 20. Contratos de potencia firme.** De conformidad con lo que establece la Norma Técnica de Contratos, cada agente productor deberá mantener informado al Operador del Sistema 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.

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 Operador del Sistema 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 Operador del Sistema de los contratos para compra de potencia firme que tenga con agentes productores para cubrir su requerimiento de potencia firme, indicando las cantidades de potencia firme correspondientes a cada contrato.

Cada mes, el Operador del Sistema verificará para cada agente productor 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 Operador del Sistema verificará, para los agentes distribuidores y para los consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, la contribución de cada agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes y si esta contribución excedió o no la potencia firme que tiene contratada para cubrir su requerimiento de potencia firme.

**Artículo 21. Determinación del factor de disponibilidad mensual.** Al final de cada mes, el Operador del Sistema determinará la potencia firme que tuvo disponible cada central que forma parte del parque de generación del SIN.

Un parámetro clave para esa determinación será el factor de disponibilidad mensual, para el cual el Operador del Sistema considerará las siguientes causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado que se haya realizado dentro de las horas del período crítico del mes incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución propias del agente productor; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas; (4) cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía, sea esta debida a retrasos, interrupciones o disminuciones. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;

Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes  $m$ , el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente:

$$D_m = 1 - \left( \sum_{i=1}^l \frac{H_i \times \frac{R_i}{K}}{H_{pc}} + \sum_{j=1}^n \frac{H_j \times \frac{R_j}{K}}{H_m} \right)$$

Donde  $D_m$  es el factor de disponibilidad mensual calculado para el mes  $m$ . La primera sumatoria corresponde a todas las reducciones de disponibilidad de la central registradas en el mes  $m$  por causa de mantenimientos programados que se hayan realizado dentro del período crítico. La segunda sumatoria corresponde a la reducción de disponibilidad en el mes  $m$  debido al resto de las causas. Donde  $l$  es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad por mantenimientos programados en ese período;  $H_i$  son las duraciones de esas indisponibilidades por mantenimientos programados;  $R_i$  es la reducción de capacidad en kW o en MW por mantenimientos programados;  $K$  es la potencia efectiva de la central;  $H_{pc}$  son las horas del período crítico dentro del mes  $m$ ;  $n$  es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad debido al resto de las causas;  $H_j$  son las duraciones de indisponibilidades por el resto de las causas;  $R_j$  es la reducción de capacidad en kW o en MW debido a las otras causas;  $H_m$  son las horas del mes  $m$ .

**Artículo 22. Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras.** Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes  $m$  una central térmica que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa más combustibles fósiles y que opera todo el año, o una central geotérmica, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras, o (2) el producto del factor de disponibilidad de la central determinado para el mes  $m$  multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:

$$F_m = D_m \times K$$

Donde  $D_m$  es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes  $m$  y  $K$  es la potencia efectiva de la central.

Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes  $m$  se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10, y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes  $m$  según el tipo de día.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes  $m$  una central eólica o solar fotovoltaica, el Operador del Sistema tomará como valor de potencia firme disponible el menor entre (1) la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme y (2) el promedio de la potencia neta horaria generada por la central durante el período crítico del mes.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes  $m$  una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:

- a. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y este valor lo dividirá entre el total de horas del mes.
- b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la energía neta generada por la central durante el período crítico del mes dividida entre el total de horas críticas del mismo mes, y sumará el valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período.

El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con la potencia firme de la central publicada en el informe

definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para el año de estudio. En caso de que la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el informe, tomará este último valor como la potencia firme disponible de la central en el mes. En caso contrario, procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes  $m$  de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.

Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto  $F_m = D_m \times K$  y tomará como potencia firme disponible de la central el menor de los dos resultados: (1) la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el literal a y b del presente artículo, acorde al tipo de central hidroeléctrica, o (2) el producto del factor de disponibilidad mensual de la central en el mes  $m$  por la potencia efectiva de la central, denominado  $F_m$ .

En el caso de que una central haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

Para el caso de centrales o modificaciones de capacidad de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente.

**Artículo 23. Determinación del requerimiento de potencia firme mensual de los agentes compradores.** Cada mes, el Operador del Sistema verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor 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 Operador del Sistema hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción del 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 de un agente comprador 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 Operador del Sistema había determinado para ese agente en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, el Operador del Sistema tomará como su requerimiento de potencia firme del mes la contribución real de este agente 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 Operador del Sistema haya determinado para ese agente en dicho informe.

En el caso de un consumidor calificado o ampliación de consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no se encuentra en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, el Operador del Sistema utilizará como base una declaración jurada de sus proyecciones mensuales de demanda máxima horaria, incrementada por las pérdidas y el margen de reserva a fin de calcular e incorporar su requerimiento de potencia firme en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de agentes compradores. Previa aprobación de la CREE, el Operador del Sistema podrá readecuar la metodología descrita o plantear una metodología distinta de considerarlo necesario.

**Artículo 24. Determinación de los desvíos de potencia firme.**

Una vez que el Operador del Sistema 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 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 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, aplicando la expresión siguiente:

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

Donde  $\Delta F_m$  es el desvío de potencia firme del agente productor durante el mes  $m$ ;  $N$  es el número de centrales pertenecientes al agente productor;  $F_{im}$  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 compra potencia firme en el mes;  $P_{jm}$  es la cantidad de potencia firme comprada por el agente productor al agente productor  $j$  durante el mes  $m$ ;  $NC$  es el número de agentes compradores a quienes el agente productor vende potencia firme en el mes; y  $V_{km}$  es la cantidad de potencia firme comprometida por el agente productor con el agente comprador  $k$  durante el mes  $m$ .

b. Para cada agente comprador, el Operador del Sistema determinará la diferencia entre la cantidad de potencia firme que el agente tenía contratada en el mes  $m$  con generadores y su requerimiento de potencia firme de ese mes.

$$\Delta RF_m = \left( \sum_{i=1}^{NV} P_{im} \right) - RF_m$$

Donde  $\Delta RF_m$  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 Operador del Sistema realizará los cálculos descritos para cada porción de mes en que dichos valores se mantienen constantes.

En el caso de un consumidor calificado o ampliación de consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme haya sido determinado con base en una declaración jurada de proyección mensual de demanda máxima horaria, una vez finalizado el período de máximo

requerimiento térmico determinado en el informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá ajustar las liquidaciones por desvíos de potencia de los meses previos sustituyendo la demanda máxima horaria declarada que haya sido utilizada según el artículo 23, incrementada por las pérdidas y el margen de reserva, por el requerimiento de potencia firme correspondiente al mes de máxima demanda en que haya estado incorporado este agente comprador dentro del mencionado período. Previa aprobación de la CREE, el Operador del Sistema, de considerarlo necesario, podrá readecuar la metodología descrita o plantear una metodología distinta.

#### **Artículo 25. Liquidación de los desvíos de potencia firme.**

Los desvíos de potencia firme determinados por el Operador del Sistema serán liquidados en el mercado de oportunidad. Tanto para los agentes productores como para los agentes compradores cuyo desvío de potencia firme del mes  $m$  sea positivo, el Operador del Sistema liquidará sus excedentes de potencia firme en el mercado de oportunidad. A la inversa, tanto para los agentes productores que venden potencia firme, como para los agentes compradores, cuyos desvíos de potencia sean negativos, el Operador del Sistema 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 vigente.

No obstante, lo anterior, los agentes que tengan excedentes de potencia firme solo podrán recibir pago en concepto de liquidación de los desvíos de potencia 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 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 Operador del Sistema 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 Operador del Sistema 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 solo 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 que es necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes.

**Artículo 26. Cálculo de potencia firme disponible mensual y liquidación mensual ante modificaciones de la norma.** Ante modificaciones de la presente norma, el Operador del Sistema realizará los cálculos de potencia firme disponible mensual y las liquidaciones de los desvíos de potencia a partir del mes subsiguiente de las mismas, aplicando las metodologías que se derivan de la presente norma. Para estos cálculos el Operador del Sistema utilizará la información de los Informes Definitivos de Potencia Firme de Centrales Generadoras y de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores del año en curso.

**Artículo 27. Disposición transitoria.** Para efectos de la elaboración del informe preliminar de potencia firme, las empresas generadoras deberán de presentar ante el Operador

del Sistema, antes del 31 de agosto de 2023, su plan de mantenimientos programados para el año siguiente. En caso de que la empresa generadora no presente el referido plan, el Operador del Sistema podrá considerar de forma indicativa un plan basado en mantenimientos declarados anteriormente o realizados históricamente a la central. Lo anterior únicamente será aplicable para la elaboración del informe preliminar de potencia firme del año 2024.

**CUARTO:** Instruir a la Secretaría General para que 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.

**QUINTO:** Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3, Literal D, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) el presente acto administrativo.

**SEXTO:** Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas a que procedan con la publicación del presente Acuerdo, el cual entrará en vigor a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

**COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.**

**RAFAEL VIRGILIO PADILLA PAZ**

**WILFREDO CESAR FLORES CASTRO**

**LEONARDO ENRIQUE DERAS VASQUEZ**