



Informe de Resultados

Consulta pública CREE-CP-01-2023

**“Modificación a la Norma
Técnica de Potencia Firme”**

Preparado por:

Dirección de Regulación

Dirección de Asesoría Jurídica

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, julio de 2023

Índice de contenido

1. Introducción	3
2. Objetivos	4
2.1 Objetivo general	4
2.2 Objetivos específicos	4
3. Consulta pública CREE-CP-01-2023	4
3.1 Proceso de consulta pública	4
3.2 Comentarios recibidos	5
3.2.1 Comentarios recibidos por artículo.....	5
3.2.2 Comentarios recibidos por fecha	5
3.2.3 Comentarios recibidos por institución	6
3.2.4 Comentarios admisibles y no admisibles	6
4. Resultados	7
5. Conclusión	23
6. Anexos	24
6.1 Anexo I	24
6.1.1 Artículo 1	24
6.1.2 Artículo 2	25
6.1.3 Artículo 3	26
6.1.4 Artículo 4	27
6.1.5 Artículo 5	27
6.1.6 Artículo 6	28
6.1.7 Artículo 7	29
6.1.8 Artículo 8	29
6.1.9 Artículo 9	30
6.1.10 Artículo 10	31
6.1.11 Artículo 11	35
6.1.12 Artículo 12	38
6.1.13 Artículo 13	39
6.1.14 Artículo 14	40
6.1.15 Artículo 15	41
6.1.16 Artículo 16	43
6.1.17 Artículo 17	43
6.1.18 Artículo 18	44
6.1.19 Artículo 19	46
6.1.20 Artículo 20	47

6.1.21 Artículo 21	47
6.1.22 Artículo 22	48
6.1.23 Artículo 23	51
6.1.24 Artículo 24	51
6.1.25 Artículo 25	51
6.1.26 Artículo 26	52
6.2 Anexo II	53
6.2.1 Modificaciones adicionales artículo 5	53
6.2.2 Modificaciones adicionales artículo 6	53
6.2.3 Modificaciones adicionales artículo 8	53
6.2.4 Modificaciones adicionales artículo 10	54
6.2.5 Modificaciones adicionales artículo 11	54
6.2.6 Modificaciones adicionales artículo 12	55
6.2.7 Modificaciones adicionales artículo 14	55
6.2.8 Modificaciones adicionales artículo 19	56
6.2.9 Modificaciones adicionales artículo 21	56
6.2.10 Modificaciones adicionales artículo 22	57
6.2.11 Modificaciones adicionales artículo 24	57
6.3 Anexo III.....	58
6.3.1 Adición artículo 27 “Disposición transitoria”	58

Índice de Figuras

Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.....	5
Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.....	6
Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución según sistema de consulta pública...	6
Figura 3-4 Comentarios admisibles y no admisibles	7

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, y sus reformas, que incluye la “*Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social*” Decreto 46-2022 publicado en el diario oficial el 16 de mayo del año 2022, tiene por objeto, entre otros, regular la operación del sistema eléctrico nacional.

El artículo 3, literal D, numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La CREE busca integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con 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 (MEN).

Para ello, la CREE llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-01-2023 aprobada bajo el Acuerdo CREE-61-2022, la cual inició oficialmente por medio de la convocatoria publicada en el sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, donde se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de Modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento para Consulta Pública. Dicha propuesta tiene como objetivo socializar la modificación de los siguientes procedimientos:

- Los componentes de energía y reserva para la definición del período de máximo requerimiento térmico del sistema para que este período refleje la máxima necesidad de capacidad de generación del sistema, es decir, las horas en que el sistema eléctrico es más exigido.
- Metodología para la simulación del despacho económico que sirve como base para la determinación del período de máximo requerimiento térmico para el año de estudio y posteriormente para la determinación del período crítico del sistema.
- Metodología para la discretización de las horas que corresponden al período crítico del sistema.
- Metodología para la determinación de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación conectadas al Sistema Interconectado Nacional.
- Metodología que el Operador del Sistema utilizará para la determinación mensual de la potencia firme que una central tuvo disponible al final de cada mes.

El presente documento tiene como finalidad dar a conocer el resultado de la citada consulta, así como mostrar la respuesta por parte de la CREE ante cada uno de los comentarios y observaciones en mención.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Mostrar los resultados del proceso de consulta pública CREE-CP-01-2023 tomando en consideración las aportaciones y opiniones expresadas por los participantes del proceso en mención.

2.2 Objetivos específicos

- a. Resumir los principales hallazgos y características del proceso de consulta pública.
- b. Responder de forma justificada cada una de las propuestas, comentarios y observaciones expresadas por los participantes de la consulta en mención.
- c. Incorporar de forma total o parcial modificaciones por razón de los comentarios procedentes a la Norma Técnica de Potencia Firme.

3. Consulta pública CREE-CP-01-2023

3.1 Proceso de consulta pública

El 5 de enero de 2023, la CREE inició el proceso de consulta pública CREE-CP-01-2023 llamada: *“Modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme”*.

Para ello, se convocó a los interesados a presentar sus posiciones respecto a lo consultado, invitación que se difundió a través del sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, de esta manera, cualquier interesado tuvo la oportunidad de acceder y participar en la consulta de conformidad con lo establecido en el Procedimiento para Consulta Pública. Junto con la convocatoria, se adjuntó el informe técnico y la propuesta de Modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme, para que los interesados pudieran analizar y elaborar sus posiciones, observaciones o comentarios de manera fundamentada, así como dar seguimiento a la consulta pública.

En la convocatoria se estableció como fecha de inicio el jueves 5 de enero y como fecha de cierre el viernes 20 de enero. A solicitud de uno de los interesados y dada la importancia de la participación de la ciudadanía en general, se extendió la fecha de cierre al viernes 3 de febrero bajo el Acuerdo CREE-02-2023.

Una vez transcurrido este plazo, la información obtenida fue analizada por la CREE, considerando “admisibles” las posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido, que fueron pertinentes a la propuesta o asunto de la consulta pública y que cumplieron con los criterios siguientes:

- La propuesta ingresada en el artículo debía referirse exclusivamente al artículo en el que se comentó.
- La justificación ingresada en el artículo debía ser pertinente a la propuesta.

Todos los comentarios recibidos fueron evaluados con base en los criterios de evaluación mencionados para garantizar que correspondían a opiniones pertinentes a la propuesta.

3.2 Comentarios recibidos

3.2.1 Comentarios recibidos por artículo

Un total de 66 comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La Figura 3-1 muestra los artículos con mayor cantidad de comentarios recibidos. Los artículos 1, 8, 10 y 22 obtuvieron cinco comentarios, siendo los artículos más comentados, seguidos por los artículos 3 y 9 que obtuvieron cuatro comentarios cada uno.

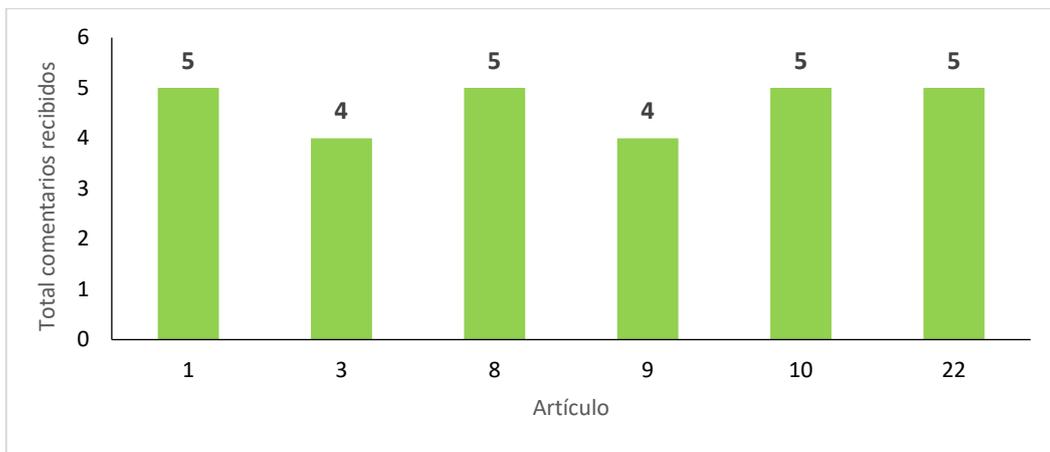


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo

3.2.2 Comentarios recibidos por fecha

La Figura 3-2 describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo durante el día 2 de febrero con 29 comentarios recibidos, seguido de los días 20 y 19 de enero con 19 y 12 comentarios respectivamente.

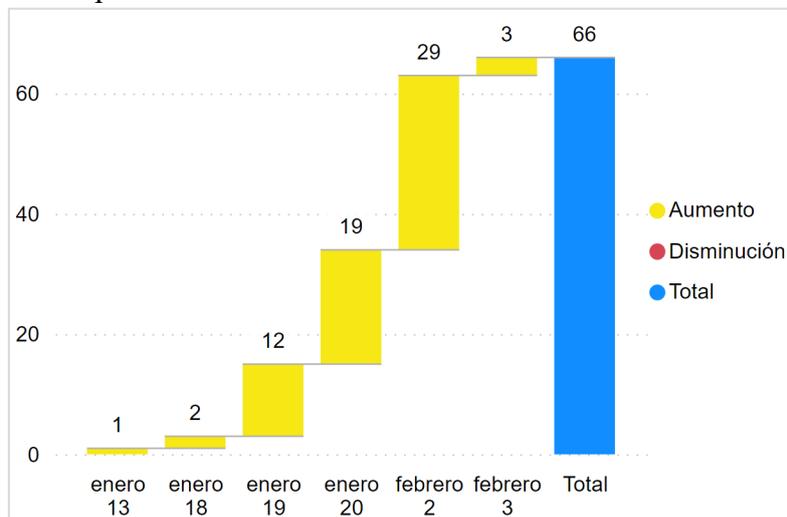


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha

3.2.3 Comentarios recibidos por institución

La Figura 3-3 muestra los comentarios recibidos por institución según se recopila del sistema de consulta pública. Las instituciones que tuvieron la mayor participación en el proceso fueron la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE) y el Operador del Sistema con 25 y 16 comentarios respectivamente, seguidas por la Empresa ENEE Generación con 7 comentarios.

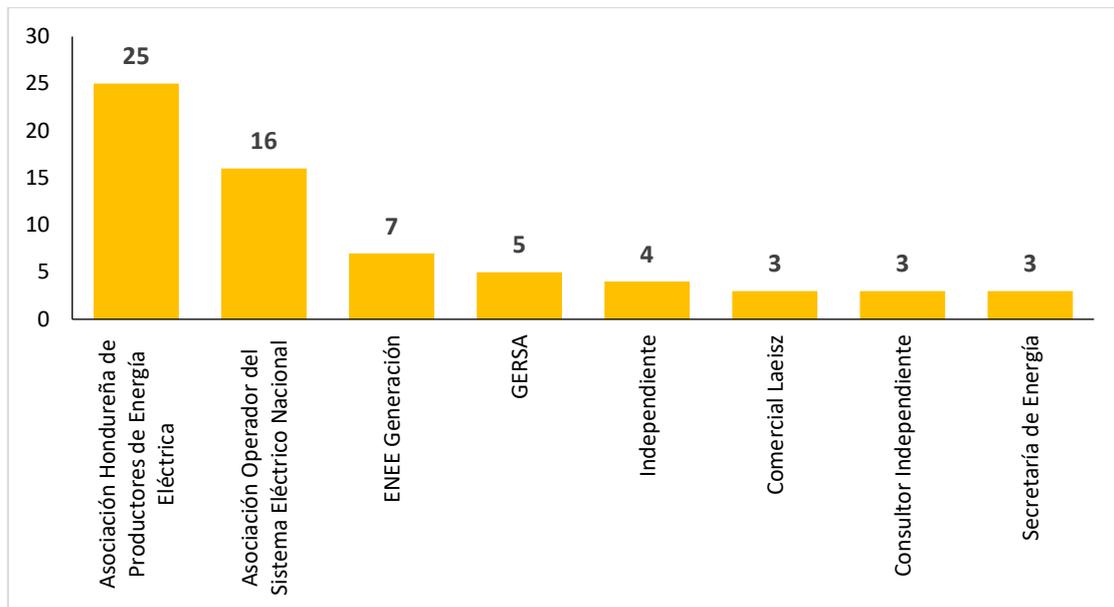


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución según sistema de consulta pública

3.2.4 Comentarios admisibles y no admisibles

La Figura 3-4 muestra la cantidad de comentarios admisibles y no admisibles. Como resultado del proceso de revisión de los comentarios recibidos, se identificaron 64 comentarios admisibles y 2 comentarios no admisibles. La razón por la que ameritaron su categorización como comentarios no admisibles es debido a que no se identificó ellos propuesta de redacción diferente a la que se encuentra actualmente en los artículos en cuestión.

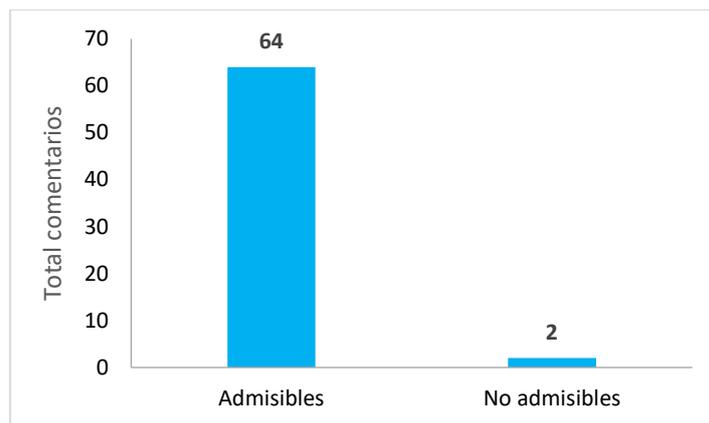


Figura 3-4 Comentarios admisibles y no admisibles

4. Resultados

La CREE valoró las posiciones, observaciones y comentarios admisibles (ver Anexo I), en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta final del documento puesto en consulta pública. Con base en los resultados del proceso de revisión descrito y en ciertas modificaciones adicionales que esta Comisión consideró pertinentes (ver Anexo II y Anexo III), se incorporaron cambios en la versión inicial de la propuesta de Modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme. Adicionalmente, se brindó un título a cada artículo de la norma para facilitar su identificación.

En función de lo antes expuesto la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica presentan la actual propuesta de modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme.

En la siguiente tabla se muestra tanto la versión inicial como la versión final de la propuesta de la norma técnica. Las modificaciones realizadas al texto de cada artículo en la versión final respecto de la versión inicial se marcan en color azul y en negrita.

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
Alcance	<p>Artículo 1. El objeto de esta norma técnica es definir la metodología que el Operador del Sistema aplicará para:</p> <ol style="list-style-type: none"> Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras, y consumidores calificados. 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. <p>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.</p> <p>Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá que, 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.</p>	<p>Artículo 1. Alcance. El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema aplicará para:</p> <ol style="list-style-type: none"> Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados. 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. <p>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.</p> <p>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.</p>
Definición del período crítico del sistema	<p>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 elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía producto de las importaciones y exportaciones 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.</p>	<p>Artículo 2. Definición del 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.</p>
Informes de Potencia Firme y de Requerimientos de Potencia Firme	<p>Artículo 3. 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 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).</p> <p>Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes emitidos en un determinado año, serán válidos para el año siguiente.</p> <p>Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.</p>	<p>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).</p> <p>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.</p> <p>Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes emitidos anualmente serán válidos para el año siguiente.</p> <p>Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el ROM.</p>
Derechos de las centrales generadoras	<p>Artículo 4. 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</p>	<p>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,</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>productores, incluyendo a agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
Obligación de contratación de potencia firme por parte de agentes compradores	<p>Artículo 5. 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. 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.</p>	<p>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.</p>
Definición de causas de indisponibilidad de capacidad	<p>Artículo 6. 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.</p> <p>El Operador del Sistema 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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
Bases para el cálculo de potencia firme del informe	<p>Artículo 8. 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 última estimación anual disponible 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 Operador del Sistema 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.</p> <p>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,</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Cuando las nuevas centrales o sus modificaciones o proyectos de</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>el Operador del Sistema 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 las mismas horas a que se refiere el artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
Definición del período de máximo requerimiento térmico	<p>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 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 tomará como primera semana 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 100 escenarios para cada uno de los 49 conjuntos definidos en 2. 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 descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema. 	<p>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 energía 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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.
Determinación del período crítico del sistema	<p>Artículo 10. 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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: 	<p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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:

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	$M_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$ <p>Donde:</p> <p>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.</p> <p>Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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: <ol style="list-style-type: none"> 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 basado en información estadística entregada por el agente productor 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, disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor. 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, mantenimientos programados y un factor que represente la indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor. iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio. <p>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 $M_t \leq M_0$ y las denominará horas incidentes (H_{inc}).</p> <p>3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera:</p> <p>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 H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las</p>	$M_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$ <p>Donde:</p> <p>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.</p> <p>Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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: <ol style="list-style-type: none"> 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. <p>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.</p> <p>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 $M_t \leq M_0$ y las denominará horas incidentes (H_{inc}).</p> <p>3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera:</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>23:00 horas.</p> <p>Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 5$ y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>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 H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.</p> <p>Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 2$ y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma H_{inc} sea adyacente respecto de otra H_{inc} identificada dentro del mismo día del bloque.</p> <p>4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:</p> <p>Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.</p>	<p>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 H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.</p> <p>Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 5$ y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>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 H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.</p> <p>Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 2$ y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra H_{inc} identificada en el mismo día.</p> <p>4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:</p> <p>Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.</p> <p>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.</p>
<p>Determinación de factor de disponibilidad y definición de potencia efectiva</p>	<p>Artículo 11. 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.</p> <p>El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:</p> $D = (1 - \Delta D)$ <p>Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.</p> <p>El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio 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 de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; y (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.</p> <p>El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida solo a mantenimiento programado con la expresión siguiente:</p> $\Delta DM = \sum_{i=1}^{NM} \frac{HM_i \times \frac{RM_i}{K}}{HA}$	<p>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.</p> <p>El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:</p> $D = (1 - \Delta D)$ <p>Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>Donde <i>NM</i> es el número de intervenciones de mantenimiento programado incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; <i>HM_i</i> son las horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en la ocasión <i>i</i>; <i>RM_i</i> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <i>i</i>; <i>K</i> es la potencia efectiva de la central; y <i>HA</i> es el número de horas del año en estudio.</p> <p>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:</p> $\Delta DT = \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{2HA}$ <p>Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice <i>j</i> indica las ocasiones en que cada unidad generadora salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; <i>NT</i> es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. <i>HT_j</i> es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión <i>j</i>. <i>RT_j</i> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <i>j</i>. En este caso, el número de horas del año, <i>HA</i>, se multiplica por 2 para representar el período de 24 meses cuyos registros de operación sirven de base para el cálculo. El Operador del Sistema pondrá el valor de ΔDT en su base de datos sobre las centrales como un parámetro característico de cada central, válido para el año para el cual calcula la potencia firme, a fin de utilizarlo posteriormente en la determinación de la potencia firme disponible de la central durante cada mes del año.</p> <p>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 refiriéndose a los datos del medidor comercial de la misma en la más reciente ocasión dentro del período crítico en que la central haya tenido disponibles todas sus unidades y el Operador del Sistema le haya pedido entregar a la red la máxima potencia posible.</p> <p>La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:</p> $\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$ <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p> $D = 1 - \sum_{i=1}^{NM} \frac{HM_i \times \frac{RM_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{2HA}$	$\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$ <p>Donde <i>NMa</i> 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; <i>HMa_i</i> son las horas de indisponibilidad por mantenimiento mayor en la ocasión <i>i</i>; <i>RMa_i</i> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <i>i</i>; <i>K</i> es la potencia efectiva de la central; <i>HA</i> es el número de horas del año en estudio; <i>NMe</i> es el número de intervenciones de mantenimiento menor basado en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario; <i>HMe_j</i> son las horas de indisponibilidad por mantenimiento menor en la ocasión <i>j</i>; <i>RMe_j</i> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <i>j</i>; <i>HT_{24m}</i> es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados.</p> <p>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:</p> $\Delta DT = \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$ <p>Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice <i>l</i> indica las ocasiones en que cada unidad generadora salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; <i>NT</i> es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. <i>HT_l</i> es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión <i>l</i>. <i>RT_l</i> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <i>l</i>. <i>HT_{24m}</i> es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados para el cálculo.</p> <p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 (<i>K</i>) de la central. <p>La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:</p> $\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$ <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p> $D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$
Potencia efectiva	<p>Artículo 12. El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:</p>	<p>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</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del Operador del Sistema su capacidad disponible.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. 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.</p> <p>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.</p> <p>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 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.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red sin demerito de lo establecido en el artículo 11, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de calidad en el sistema.</p> <p>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.</p>	<p>siguientes:</p> <p>a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del Operador del Sistema su capacidad disponible.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
Determinación de la potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional	<p>Artículo 13. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa mezclada con 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:</p> $F = D \times K$	<p>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:</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>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 anterior; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.</p> <p>Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema 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 el artículo 11 y en este artículo.</p>	$F = D \times K$ <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Determinación de información para el cálculo de la potencia firme de centrales hidroeléctricas</p>	<p>Artículo 14. 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación: <ol style="list-style-type: none"> 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, semanal o mensual: <ol style="list-style-type: none"> a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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. b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida. 3. Hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual: <ol style="list-style-type: none"> a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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. b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida. c. 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. <p>Los datos resultantes serán utilizados en el cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas según corresponda en los artículos 15 y 17.</p>	<p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación: <ol style="list-style-type: none"> 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: <ol style="list-style-type: none"> 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: <ol style="list-style-type: none"> 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

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
		<p>requerimiento térmico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>Los datos resultantes serán utilizados en el cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas según corresponda en los artículos 15 y 17.</p>
<p>Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual</p>	<p>Artículo 15. 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 periodo 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.</p> <p>Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el período crítico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y dicha suma la dividirá entre el total de horas del periodo crítico para obtener un valor de potencia.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares</p>	<p>Artículo 16. 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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación anual o plurianual</p>	<p>Artículo 17. Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el Operador del Sistema determinará tanto la energía generada como la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico y determinará además el nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 3 del artículo 14.</p> <p>El Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico para obtener un valor de potencia. 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 con el nivel del embalse al final del periodo de máximo requerimiento térmico. El menor de los tres valores resultantes será la potencia firme de la central.</p>	<p>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 periodo de máximo requerimiento térmico. El menor de los tres valores resultantes será la potencia firme de la central.</p> <p>La energía generada en período crítico, la potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída en periodo crítico y el nivel de embalse al final del período de máximo requerimiento térmico deben corresponder a lo</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
<p>Suministro al Operador del Sistema de aportes de fuentes de energía primaria</p>	<p>Artículo 18. 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.</p> <p>La información hidrológica de centrales o complejos hidroeléctricos con capacidad de regulación y almacenamiento deberá estar certificada por un hidrólogo profesional y deberá 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>determinado en el numeral 3 del artículo 14.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Cálculo del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores</p>	<p>Artículo 19. A más tardar el 30 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.</p> <p>Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p> <p>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:</p>	<p>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.</p> <p>Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p> <p>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:</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final																																								
	<table border="1" data-bbox="359 228 833 560"> <thead> <tr> <th>Forma como la Carga es Servida</th> <th>Divisor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mediante línea de 230 kV</td> <td>0.980</td> </tr> <tr> <td>Con transformador 230/138 kV exclusivo</td> <td>0.975</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de 138 kV</td> <td>0.965</td> </tr> <tr> <td>Con transformador 138/69 kV exclusivo</td> <td>0.962</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de 69 kV</td> <td>0.938</td> </tr> <tr> <td>Con transformador de 69 kV/MT exclusivo</td> <td>0.931</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de MT</td> <td>0.904</td> </tr> <tr> <td>Con transformador MT/BT exclusivo</td> <td>0.883</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de BT</td> <td>0.850</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="295 582 893 728">El Operador del Sistema 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.</p> <p data-bbox="295 750 893 828">El Operador del Sistema determinará los factores de contribución de las demandas de los diferentes agentes compradores considerados con base en la expresión siguiente.</p> $Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$ <p data-bbox="295 918 893 1243">Donde $Pmax_{sist}$ 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 $Dmax_i$ 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.</p> $RF_i = (1 + M) \times fC_i \times Dmax_i$ <p data-bbox="295 1310 893 1366">Donde RF_i es el requerimiento de potencia firme del agente comprador i, y M es el margen de reserva.</p> <p data-bbox="295 1388 893 1444">El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme.</p>	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	<table border="1" data-bbox="981 228 1455 560"> <thead> <tr> <th>Forma como la Carga es Servida</th> <th>Divisor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mediante línea de 230 kV</td> <td>0.980</td> </tr> <tr> <td>Con transformador 230/138 kV exclusivo</td> <td>0.975</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de 138 kV</td> <td>0.965</td> </tr> <tr> <td>Con transformador 138/69 kV exclusivo</td> <td>0.962</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de 69 kV</td> <td>0.938</td> </tr> <tr> <td>Con transformador de 69 kV/MT exclusivo</td> <td>0.931</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de MT</td> <td>0.904</td> </tr> <tr> <td>Con transformador MT/BT exclusivo</td> <td>0.883</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de BT</td> <td>0.850</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="917 582 1508 772">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.</p> <p data-bbox="917 795 1508 996">El Operador del Sistema determinará los factores de contribución (fC_i) 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> $Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$ <p data-bbox="917 1120 1508 1422">Donde $Pmax_{sist}$ 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 $Dmax_i$ 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 $fC_i \times Dmax_i$ 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.</p> $RF_i = (1 + M) \times fC_i \times Dmax_i$ <p data-bbox="917 1489 1508 1545">Donde RF_i es el requerimiento de potencia firme del agente comprador i, y M es el margen de reserva.</p> <p data-bbox="917 1568 1508 1646">El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme.</p>	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
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																																									
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																																									
Verificación de las obligaciones de contratación de los agentes productores y compradores	<p data-bbox="295 1668 893 1814">Artículo 20. 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.</p> <p data-bbox="295 1836 893 1960">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.</p> <p data-bbox="295 1982 893 2049">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</p>	<p data-bbox="917 1668 1508 1814">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.</p> <p data-bbox="917 1836 1508 1960">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.</p> <p data-bbox="917 1982 1508 2049">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</p>																																								

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>mercado eléctrico de oportunidad.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>mercado eléctrico de oportunidad.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Cálculo del factor de disponibilidad mensual</p>	<p>Artículo 21. Al final de cada mes, el Operador del Sistema determinará la potencia firme que tuvo disponible (F_m) cada central que forma parte del parque de generación del SIN, la cual se designará como F_m, donde el índice m identifica el mes.</p> <p>En el proceso para determinar la potencia que una central tuvo disponible durante el mes m, el Operador del Sistema considerará las siguientes causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente 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 de distribución mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;</p> <p>Un parámetro clave para esa determinación será el factor de disponibilidad mensual.</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente:</p> $D_m = 1 - \left(\sum_{i=1}^l \frac{H_i \times \frac{R_i}{K}}{Hpc} + \sum_{j=1}^n \frac{H_j \times \frac{R_j}{K}}{Hm} \right)$ <p>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 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; Hpc 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; Hm son las horas del mes.</p>	<p>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.</p> <p>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;</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente:</p> $D_m = 1 - \left(\sum_{i=1}^l \frac{H_i \times \frac{R_i}{K}}{Hpc} + \sum_{j=1}^n \frac{H_j \times \frac{R_j}{K}}{Hm} \right)$ <p>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; Hpc 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; Hm son las horas del mes m.</p>
<p>Cálculo mensual de la potencia firme disponible</p>	<p>Artículo 22. 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 mezclada con combustibles fósiles y que opera todo el año, o una</p>	<p>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</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>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 de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>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.</p> <p>Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se define como período crítico del mes aquellas horas del mes m que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico derivado de la aplicación del artículo 10 de esta norma.</p> <p>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 generada por la central, descontando el consumo propio, durante el período crítico del mes.</p> <p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la sumatoria de la energía neta generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central durante el período crítico del mes y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico del mes. <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En el caso 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 podrá realizar el cálculo de la potencia firme disponible solo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.</p> <p>Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema y que haya iniciado operación antes del inicio del período de máximo requerimiento térmico y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología. De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme (1) con nuevos consumidores calificados o (2) mediante un contrato de respaldo siempre que haya iniciado operación antes de haber transcurrido los últimos dos meses del período de máximo</p>	<p>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:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la energía neta generada por la central durante el período crítico del mes y dicha suma la dividirá 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. <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>requerimiento térmico. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Determinación del requerimiento de potencia firme mensual de los agentes compradores</p>	<p>Artículo 23. 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.</p> <p>Las demandas registradas serán incrementadas para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolas entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior.</p> <p>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.</p> <p>En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido considerado en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores y que se haya incorporado durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema, 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 que constituya su requerimiento de potencia firme del informe definitivo de requerimientos de potencia firme de agentes compradores.</p>	<p>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.</p> <p>Las demandas registradas serán incrementadas para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolas entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Determinación de los desvíos de potencia firme</p>	<p>Artículo 24. 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:</p> <p>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:</p> $\Delta F_m = \sum_{i=1}^N F_{im} + \sum_{j=1}^{NG} P_{jm} - \sum_{k=1}^{NC} V_{km}$ <p>Donde ΔF_m es el desvío de potencia firme del agente productor durante el mes m; N es el número de centrales pertenecientes al agente</p>	<p>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:</p> <p>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:</p> $\Delta F_m = \sum_{i=1}^N F_{im} + \sum_{j=1}^{NG} P_{jm} - \sum_{k=1}^{NC} V_{km}$ <p>Donde ΔF_m es el desvío de potencia firme del agente productor</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>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.</p> <p>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.</p> $\Delta RF_m = \left(\sum_{i=1}^{NV} P_{im} \right) - RF_m$ <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido incluido en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, se incorporó durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema y presentó su declaración jurada de proyección mensual de demanda máxima horaria, una vez finalizado el período de máximo requerimiento térmico determinado en dicho informe, 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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> $\Delta RF_m = \left(\sum_{i=1}^{NV} P_{im} \right) - RF_m$ <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
Liquidación de los desvíos de potencia firme	<p>Artículo 25. Los desvíos de potencia firme determinados por el Operador del Sistema serán liquidados en el mercado de oportunidad.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>

Tema que aborda	Versión inicial	Versión final
	<p>a los agentes que tengan desvíos positivos a prorrata de sus desvíos negativos individuales.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Actualización de los informes definitivos de potencia firme y requerimiento de potencia firme</p>	<p>Artículo 26. En caso de que exista una modificación a la presente norma y el Operador del Sistema haya publicado el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras o el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores, el Operador del Sistema debe revisar los valores de los informes en referencia a fin de determinar si se hace necesaria su actualización.</p> <p>En el caso de que luego de revisado los informes correspondientes existieran modificaciones a su contenido, el Operador del Sistema deberá publicar sus modificaciones a más tardar 30 días calendario luego de la modificación de la presente norma técnica.</p> <p>Si luego de publicado los informes modificados los Agentes Productores o Agentes Compradores, en su caso, se consideren afectados deberán seguir el procedimiento y plazos establecidos en el artículo 14 del ROM referente a las alegaciones y la resolución de controversias en la emisión del Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.</p>	<p>Artículo 26. Potencia firme disponible mensual y liquidación mensual ante la entrada en vigencia de la norma.</p> <p>A partir del mes subsiguiente a la entrada en vigencia de la presente norma, el Operador del Sistema realizará los cálculos de potencia firme disponible mensual y las liquidaciones de los desvíos de potencia aplicando las metodologías que se derivan de la presente norma. 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.</p>
<p>Presentación plan de mantenimiento programado</p>		<p>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 en central. Lo anterior únicamente será aplicable para la elaboración del informe preliminar de potencia firme del año 2024.</p>

5. Conclusión

Como resultado del proceso revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en este proceso de consulta pública la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica recomiendan que, por medio de un acto administrativo, se apruebe el presente informe de resultados y la modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme vigente a la fecha.

6. Anexos

6.1 Anexo I

La presente sección muestra la revisión de comentarios admisibles por artículo para propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme.

6.1.1 Artículo 1

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	No incluir las empresas comercializadora	El decreto 46-2022, con sus reformas a la LGIE (decreto 404-2013) eliminó la existencia de empresas comercializadoras: 1. Eliminó la actividad de comercialización separada del resto de las actividades del subsector eléctrico. Art. 1 LGIE reformado. Esta actividad se le asignó en exclusividad a la ENEE en el art. 29 LGIE reformado. 2. Se eliminó las Empresas comercializadoras: art. 5, 11 y 15 ^a reformados de la LGIE.	Lo indicado se encuentra en consonancia con lo establecido en el marco regulatorio vigente, por lo cual se realiza la modificación pertinente en el texto del artículo.	➤ Se modifica el literal b del artículo. Versión inicial: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras , y consumidores calificados. Versión final: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados.
2	El objeto de esta norma técnica es definir la metodología 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, 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 suministrar 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 que, 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, más el margen de reserva reglamentario.	Se sugiere cambiar la frase “y por el margen” por la palabra “más” para detallar mejor la explicación de la definición del requerimiento de potencia firme por parte de un agente comprador. Y para aspectos de energía es más adecuado el término “Suministrar”.	Utilizar la expresión sugerida “más el margen de reserva” en lugar de “y por el margen de reserva”, no se considera adecuado ya que se estima que se pierde el sentido de la interpretación del texto en lo referente a que el componente por margen de reserva debe corresponder a un incremento proporcional respecto de la demanda que representa el agente, y no a un valor fijo.	No conlleva modificación al texto del artículo.
3	Modificar el literal “B” del Artículo 1, en el sentido de eliminar la figura de los comercializadores.	Lo anterior, ya que a través de las reformas realizadas a la LGIE mediante el Decreto Legislativo nro. 046-2022, la figura de la comercialización se circunscribe como actividad exclusiva de la empresa Distribuidora	Lo expuesto se encuentra en consonancia con lo establecido en el marco regulatorio vigente, por lo cual se realiza la modificación pertinente en el texto del artículo.	➤ Se modifica el literal b del artículo. Versión inicial: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras , y consumidores calificados. Versión final: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados.
4	Se propone que se escriba metodologías. En el último párrafo se debe eliminar uno de los “que” pues se repite. Eliminar a la comercializadoras	Son varias metodologías las que se utilizan dentro de la norma. Las reformas de la LGIE indican la eliminación de los comercializadores.	Utilizar el término propuesto “metodologías” en lugar de “metodología” se considera adecuado, por lo cual se modifica texto del artículo. Lo indicado respecto de eliminar la figura de las comercializadoras se encuentra en consonancia con lo establecido en el marco regulatorio vigente, por lo cual se realiza la modificación pertinente en el texto del artículo.	➤ Se modifica el primer párrafo del artículo. Versión inicial: ...El objeto de esta norma técnica es definir la metodología que el Operador del Sistema ... Versión final: ...El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema ... ----- ➤ Se modifica el literal b del artículo. Versión inicial: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras , y consumidores calificados.

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
				Versión final: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados.
5	4. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, y consumidores calificados Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá como 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.	Comentario general a la modificación: Se considera prudente realizar un ensayo por medio de un taller o foro poniendo en práctica la metodología propuesta y que se discuta con representantes de distintas tecnologías integrando equipos técnicos y especializados a efecto de visualizar los resultados. Debido a que se está eliminando la actividad de comercialización en la presente propuesta, se considera que debe eliminarse igualmente en el literal b. Mejorar en redacción.	Lo expuesto sobre realizar un ensayo para poner en práctica las metodologías propuestas en la modificación de la norma y discutir los resultados con los presentes, no resulta procedente en esta etapa del proceso de consulta pública, ya que el período para recibir comentarios a la propuesta de norma ya finalizó. Lo referente a eliminar la figura de las comercializadoras resulta aceptable ya que se encuentra en consonancia con lo establecido en el marco regulatorio vigente. Se realiza la modificación pertinente en el texto del artículo. Como mejora de redacción se readecua el último texto del artículo para brindar mayor claridad.	Versión final: Se modifica el literal b del artículo. Versión inicial: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras , y consumidores calificados. Versión final: b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados. ----- Se modifica texto del último párrafo del artículo. Versión inicial: Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá que , 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. Versión final: 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.

6.1.2 Artículo 2

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	Eliminar “ importaciones y exportaciones pactadas”	El periodo crítico debe ser el resultado de lo que pasa en realidad y no solo con los contratos firmes.	Realizar la modificación indicada no resulta procedente en vista que el período de máximo requerimiento térmico y período crítico del sistema se determinan con base en una simulación que busca representar las condiciones futuras del sistema, particularmente para el año de aplicación del informe de potencia firme. Dada la incertidumbre de lo que realmente sucederá en el año de estudio, se estima conveniente únicamente considerar las proyecciones de transacciones de energía entre el sistema eléctrico nacional y el MER basadas en importaciones y exportaciones pactadas bajo contratos firmes, ya que al estar de por medio un contrato de suministro cuentan con un alto grado de cumplimiento, a diferencia de proyecciones de transacciones de energía en el mercado de oportunidad regional que no cuentan con ningún respaldo que garantice su cumplimiento. No obstante, al texto del artículo se incorpora una redacción a fin de que las importaciones no pactadas mediante contratos firmes correspondan también al máximo requerimiento térmico.	No conlleva modificación al texto del artículo, producto del comentario. Versión inicial: ... más la energía producto de las importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes... Versión final: ...más la energía de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes...
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 elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía producto de las importaciones y exportaciones 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	Ver las palabras agregadas en la redacción propuesta	No se identifica propuesta de redacción diferente de a la establecida en el texto del artículo 2 sometido a consulta pública.	No conlleva modificación al texto del artículo.

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.			

6.1.3 Artículo 3

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	Se propone enviar junto con informe preliminar, los cálculos base pertinentes que la Potencia firme anual y disponibilidad.	En relación con el efecto directo con la facturación mensual de los valores anuales potencia firme y disponibilidad, se hace necesario la validación de los datos internos de las plantas con el dato resultante en informe preliminar antes que sea oficial el informe definitivo anual.	Lo expuesto en el comentario se considera razonable por lo cual se readecuan las disposiciones del artículo de modo que, una vez emitido el informe preliminar de potencia firme, los agentes cuenten con la memoria de cálculo correspondiente a la determinación de su respectivo valor de potencia firme o requerimiento de potencia firme. Esto también tiene como finalidad volver más dinámico el proceso de sometimiento de alegaciones por parte de los agentes ante el Operador del Sistema.	<p>➤ Se modifica texto del primer párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ... 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 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).</p> <p>Versión final: ... 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).</p> <p>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.</p>
2	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 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 resultantes del estudio emitido 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 artículo 14 del ROM.	Se sugiere cambiar las frases “contenidos en los informes” por “resultantes del estudio” y “en un determinado año” por “anualmente” para darle una mejor explicación del momento adecuado para el que se debe aplicar los valores encontrados de potencia firme y requerimiento de potencia firme.	<p>Modificar la expresión “contenidos en el informe” por “resultantes del estudio” no se considera adecuado ya que el informe de potencia firme es en sí un resultado de cálculos realizados conforme a una normativa y un estudio o investigación.</p> <p>Lo propuesto sobre modificar la expresión “en un determinado año” por “anualmente”, se considera aceptable, por lo cual se modifica texto del artículo.</p>	<p>➤ Se modifica texto del segundo párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ...contenidos en los informes emitidos en un determinado año, serán válidos para el año siguiente.</p> <p>Versión final: ...contenidos en los informes emitidos anualmente serán válidos para el año siguiente.</p>
3	Modificar el párrafo primero, esto en el sentido de eliminar lo siguiente: “...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).” También se sugiere eliminar la designación expresa del Art. 14, en el último párrafo, q efectos de que se lea de la siguiente manera: “Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el ROM.”	<p>Lo anterior, ya que a través de las reformas realizadas a la LGIE mediante el Decreto Legislativo no. 046-2022, la figura de la comercialización se circunscribe como actividad exclusiva de la empresa Distribuidora</p> <p>Los plazos para la publicación del Informe Definitivo de Potencia Firme para las Centrales Generadoras ya lo establecen el ROM, en este sentido, no es necesario hacer referencia al respecto. Por otro lado, de modificarse el ROM, a pesar de que siempre se aplicarían las disposiciones de este por tener una jerarquía superior a la norma, ello representaría falta de armonización entre el marco regulatorio.</p>	La modificación sugerida no se encuentra en consonancia con la propuesta de consulta pública ya que hacer referencia al ROM no representa una falta de armonía regulatoria. Además, se considera que establecer el plazo máximo para la publicación del informe hace más afable el entendimiento del articulado evitando la ambigüedad en la interpretación. No obstante, se modifica el último párrafo del artículo para no hacer referencia a un artículo específico del ROM.	<p>➤ Se modifica texto del último párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.</p> <p>Versión final: Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el ROM.</p>
4	Artículo 3. 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 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 emitidos en un determinado año, serán válidos para el año siguiente. Para la elaboración de	Se recomienda tomar en consideración publicar el posible periodo crítico del sistema para el año siguiente a efecto de que los agentes generadores reacomoden sus planes de mantenimiento mayores en cumplimiento a lo indicado en la sección 4.2 de la NT-Mantenimientos donde indica que la empresa generadora tiene la obligación de evitar de ser posible la programación de mantenimientos dentro del periodo crítico del sistema, igualmente en la sección 5.2 indica que se debe evitar programar mantenimiento en el periodo crítico del sistema y finalmente en la sección 6.1 la	Respeto de la recomendación sobre publicar el “ <i>posible periodo crítico del sistema para el año siguiente a efecto de que los agentes generadores reacomoden sus planes de mantenimiento mayores</i> ” Se aclara que durante el lapso de tiempo establecido en la sección 6.1 de la Norma Técnica de Mantenimientos para el análisis de las solicitudes de mantenimientos mayores, comprendido del 15 de septiembre al 15 de octubre de cada año, ya se cuenta con el informe preliminar	<p>➤ Se modifica texto del primer párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ... 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 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).</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.	<p>facultad del CND de rechazar solicitud de mantenimiento en el periodo crítico; por tanto para los agentes resulta imposible dar cumplimiento a estas disposiciones sin conocer previamente el periodo crítico publicado.</p> <p>Asimismo, se recomienda incluir la obligación de la publicación del Informe Final de Potencia Firme.</p>	<p>de potencia firme, en el cual se define el período crítico del sistema para el siguiente año, lo que permite al Operador del Sistema en coordinación con el agente involucrado reacomodar, de ser posible, los mantenimientos del agente que coinciden con las horas críticas del sistema definidas en dicho informe, esto siguiendo los procedimientos dictados en la Norma Técnica de Mantenimientos. En este sentido, no se considera necesario modificar las disposiciones del artículo. No obstante, se sugiere al agente que para la presentación de las solicitudes de mantenimientos mayores para el siguiente año tome en consideración, de manera indicativa, el período crítico del sistema definido por el Operador del Sistema en el informe de potencia firme más reciente que se encuentre disponible.</p> <p>En referencia a la recomendación sobre “incluir la obligación de la publicación del informe final de potencia firme” y dado a que el ROM denomina informe definitivo a la versión final del informe de potencia firme, se readecua texto del primer párrafo del artículo para brindar una mayor claridad.</p>	<p>Versión final: ... 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).</p>

6.1.4 Artículo 4

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>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, a otros agentes productores o al mercado de oportunidad nacionales. En caso de que la central cuente con algún excedente de generación esta podrá vender en segundo lugar a agente(s) del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER y de acuerdo a las indicaciones del Operador del Sistema.</p> <p>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.</p>	<p>Se propone dar prioridad a los agentes del MEN o al mercado de oportunidad nacional y en segundo lugar los agentes del MER impulsando así la venta de potencia firme de las Centrales Generadoras Nacionales para cubrir la primeramente la Demanda Nacional.</p>	<p>El comentario con la modificación sugerida no es parte del objeto de análisis de la presente consulta pública, ya que dar prioridad al mercado nacional o internacional no es parte de la finalidad y objetivo de la norma técnica de potencia firme.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>
2	<p>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.</p>	<p>Mejora de redacción utilizando los términos que ya se encuentran en la normativa del sector eléctrico.</p>	<p>La propuesta de utilizar el término “mercado eléctrico de oportunidad” en lugar de “mercado de oportunidad”, se considera aceptable.</p>	<p>➤ Se modifica el texto del último párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ... cada central generadora podrá vender potencia firme en el mercado de oportunidad nacional en el proceso...</p> <p>Versión final: ... cada central generadora podrá vender potencia firme en el mercado eléctrico de oportunidad nacional en el proceso...</p>

6.1.5 Artículo 5

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	Agentes productores del MER	Limitar a Agentes productores del MER.	<p>El comentario con la modificación sugerida no es parte del objeto de análisis de la presente consulta pública, ya que limitar el tipo de agente del MER que puedan contratar con las empresas distribuidoras y consumidores calificados no es parte de la finalidad y objetivo de la norma técnica de potencia firme.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>
2	Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada primeramente con generadores o comercializadores del	<p>Se propone dar prioridad a los agentes del MEN o al mercado de oportunidad nacional y en segundo lugar los agentes del MER impulsando así la compra de potencia</p>	<p>El comentario con la modificación sugerida no es parte del objeto de análisis de la presente consulta pública, ya que dar prioridad al mercado nacional o</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	MEN o comprar en el mercado de oportunidad nacional. En caso de un requerimiento extra o un déficit por completar se podrá solicitar de los servicios de agentes del MER ubicados en otros países de la región, para cubrir sus requerimientos 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 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.	firme a las Centrales Generadoras Nacionales y así cubrir la Demanda Nacional.	internacional no es parte de la finalidad y objetivo de la norma técnica de potencia firme.	
3	Artículo 5. 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 dedicados a la actividad de generación ubicados en otros países de la región.	Se sugiere agregar productores debido a que los agentes del MER también se encuentran incluidos las comercializadoras.	El comentario con la modificación sugerida no es parte del objeto de análisis de la presente consulta pública, ya que limitar el tipo de agente del MER que puedan contratar con las empresas distribuidoras y consumidores calificados no es parte de la finalidad y objetivo de la norma técnica de potencia firme.	No conlleva modificación al texto del artículo.

6.1.6 Artículo 6

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1 u otra causa ajena al agente en cuestión.	También las indisponibilidad de un agente puede ser provocada por efecto causado por las instalaciones u operación de otro agente distinto a la empresa distribuidora o transmisoras.	A pesar de que la justificación no presenta argumentos que permitan identificar causas específicas que deberían ser excluidas por el Operador del Sistema para propósitos de determinar la disponibilidad de una central generadora, se considera agregar la siguiente disposición en el último párrafo del artículo: <i>“...Adicionalmente, no se tomarán en consideración otras causas de indisponibilidad que a criterio del Operador del Sistema se ocasionen por otra central generadora.”</i>	➤ Se modifica texto del párrafo segundo del artículo. Versión inicial: ... de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona. Versión final: ... 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 causas de indisponibilidad que a criterio del Operador del Sistema se ocasionen por otra central generadora.
2	Se propone la siguiente redacción a efectos de sustituir el segundo párrafo: “El Operador del Sistema para los efectos de la disponibilidad de la central, no tendrá en cuenta las insuficiencias, fallas o salidas 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.”	Mejorar redacción a efectos de proveer claridad.	No se acepta la sugerencia de modificar redacción dado que el título agregado al artículo brinda una mayor claridad.	No conlleva modificación al texto del artículo.
3	El Operador del Sistema no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, limitación de generación por restricciones en la red o aplicación de criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo, 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 o por eventos causados por otro agente del MEN.	Se considera prudente agregar otros efectos que no tendrá en cuenta en Operador del Sistema.	Se aclara que para la determinación de la potencia firme de las centrales con base en la simulación del despacho económico no se considera la red; por lo tanto, no se toman en consideración las restricciones de esta. Adicionalmente, se considera que la justificación no presenta argumentos que fundamenten la exclusión de efectos asociados a la “aplicación de criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo” y que permitan identificar causas específicas que deben exceptuarse, adicionales a las establecidas en el artículo 6. No obstante, tomando parcialmente lo establecido en el comentario, se agrega la siguiente disposición en el último párrafo del artículo 6: <i>“...Adicionalmente, no se tomarán en consideración otras indisponibilidades que a criterio del Operador del Sistema se ocasionen por otra central generadora.”</i>	➤ Se modifica texto del párrafo segundo del artículo. Versión inicial: ... de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona. Versión final: ... 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.

6.1.7 Artículo 7

No hay comentarios sobre este artículo puesto que no formó parte de la consulta pública CREE-CP-01-2023 “Modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme”.

6.1.8 Artículo 8

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	1. En el caso del cálculo anual cuando, en una planta existe un incremento de potencia, actualmente solo es efectivo en la facturación del mes, hasta el siguiente año, cuando se publica el informe definitivo de potencia firme anual y no posterior a la validación del incremento de planta. por lo tanto, se propone un método de actualización de dicha potencia y que refleje de forma mas expedita el incremento de carga de planta y no esperar un año al informe para hacerlo efectivo en la facturación.	De Propuesta 1: Disminuye de manera significativa la facturación de potencia firme acumulada del año, ya que en el caso de tener un incremento de potencia al inicio del año ,el valor que se toma en la facturación del mes es la referencia es año anterior, por lo que para que se actualice dicho valor, debe transcurrir todo el año en curso , validando este incremento de potencia en la facturación del mes hasta el siguiente año, cuando se publica el informe definitivo de potencia firme anual de centrales generadoras.	En caso que el agente productor prevea realizar un incremento de capacidad a su proyecto existente, debe hacerlo de forma planificada apeándose a lo estipulado en el presente artículo. Esto tiene como finalidad que dicho incremento de capacidad ya se encuentre contemplado en el informe definitivo de potencia firme previo a su puesta en operación. No obstante, para casos excepcionales, en el artículo 22 se establece la siguiente disposición: “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 disponen los artículos 11 y 13 según corresponda.”	No conlleva modificación al texto del artículo.
2	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 promedio semanal 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.	Se propone el agregado de la frase “promedio semanal” debido que así se especifica en forma más explícita que valor se solicitará a cada central hidroeléctrica del SIN como insumo para el cálculo tanto del periodo crítico como de los valores de potencia firme utilizando el modelo computacional SDDP con el cual se maneja una base del SIN en formato semanal.	Lo propuesto no se considera aceptable en vista que lo referido en el texto del artículo es un resultado de la simulación del despacho económico y no un dato de entrada.	No conlleva modificación al texto del artículo.
3	Modificar el párrafo sexto, a efectos de que se lea de la manera siguiente: “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 Operador del Sistema calculará la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del Consumidor Calificado, con base a la proyección anual presentada, pero estas proyecciones no se incluirán en la simulación para determinar el periodo crítico, asumiéndose que éstas representarán la demanda real o la generación real de los agentes, aplicándoseles la metodología de cálculo de potencia firme que corresponde a cada agente, considerando dentro de ese lapso las mismas horas a que se refiere el Artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico. Para estos, casos la potencia firme del informe quedará sujeta a ajustes, así como las liquidaciones de potencia firme en caso de encontrar inconsistencias.”	Simplificar y mejorar el cálculo de potencia firme para agentes que prevean entrar en fechas posteriores al mes de abril del año siguiente, y evitar una posible sobreestimación de potencia firme para agentes productores y una subestimación para agentes compradores.	Tomando en consideración lo expuesto en el comentario y para mantener consistencia con otras metodologías de cálculo establecidas en la norma que derivan de la simulación del despacho económico del sistema, se modifica la metodología para determinar la potencia firme de centrales que entran en servicio en una fecha posterior al lapso de tiempo en el que tiene lugar el período de máximo requerimiento térmico.	➤ Se modifica texto del párrafo sexto del artículo. Versión inicial: ...el Operador del Sistema 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 las mismas horas a que se refiere el artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico. Versión final: ...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 periodo 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.
4	Dejar "el ODS simulará el despacho ... con el mismo modelo ... y los mismos datos que utiliza para la planificación ..."	No se sabe a que estimación se habla	Sobre la consulta realizada, se aclara que es un deber del agente productor proporcionar al Operador del Sistema los datos organizados en etapas semanales. Adicionalmente, el artículo 18 de	No conlleva modificación al texto del artículo.

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	¿Qué hará el ODS si debe simular la operación pero todavía no tiene la info de todas las centrales organizada en etapas semanales?		la presente norma técnica establece lo que debe hacer el agente en caso de no contar con información de años anteriores desagregada de forma semanal. Respecto de lo expresado “No se sabe a qué estimación se habla” el artículo hace referencia a la estimación de la planificación operativa de largo plazo, la cual según la Norma Técnica de Programación de la Operación es la programación indicativa de la operación del SIN que realiza el Operador del Sistema con un horizonte de tres (3) años.	
5	Artículo 8. Como base para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras <u>para cada año calendario</u> , el Operador del Sistema simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza <u>la última estimación anual</u> 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.	Se propone mejorar la redacción	Respecto de lo sugerido sobre utilizar la expresión "para cada año calendario" en lugar de "para el siguiente año", no se considera aceptable, ya que se estima que se pierde el sentido de la interpretación del texto dado a que los cálculos de potencia firme son realizados anualmente para que su aplicación sea para el año siguiente y no para el año en curso. En lo referente a la propuesta de utilizar la expresión "la última estimación anual" en lugar de "la última estimación anual disponible" en el primer párrafo del artículo, se considera aceptable.	➤ Se modifica texto del primer párrafo del artículo. Versión inicial: ...y los mismos datos que utiliza <u>la última estimación anual disponible</u> para la planificación operativa de largo plazo... Versión final: ...y los mismos datos que utiliza la más reciente estimación anual para la planificación operativa de largo plazo...

6.1.9 Artículo 9

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	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 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. Seguidamente, determinará para cada escenario 48 conjuntos de cinco semanas consecutivas cada uno, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto tomará como primera semana 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 100 escenarios para cada uno de los 48 conjuntos definidos en 2. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente. 4. Posteriormente, identificará y seleccionará los tres conjuntos de cinco 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 descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema.	¿Cuál es la explicación técnica del porque se cambia de 48 conjuntos de cinco semanas a 49 conjuntos de cuatro semanas? Que mejoras contrae este cambio en el cálculo del Periodo Crítico del Sistema.	En respuesta a la consulta es necesario mencionar que en la metodología inicial se contemplan 48 conjuntos de cinco semanas consecutivas, de los cuales únicamente se seleccionaba un conjunto para definir el período de máximo requerimiento térmico. En cambio, ante la nueva metodología se contemplan 49 conjuntos de 4 semanas consecutivas, de los cuales se seleccionan 3 conjuntos para definir el período de máximo requerimiento térmico, es decir que este período resulta en un total de 12 semanas. Pasar de un período de máximo requerimiento térmico de 5 semanas a uno de 12 semanas si contrae mejoras en la determinación del período crítico del sistema ya que al ampliar el tiempo de análisis se obtiene como resultado una mejor definición de las horas críticas del sistema.	No conlleva modificación al texto del artículo.
2	Se propone modificar el numeral 3, a efectos de leerse de la manera siguiente: “3 Luego, calculará el promedio de energía de los 20 escenarios con mayor requerimiento térmico acumulado del año, para cada uno de los 49 conjuntos definidos en el numeral 2. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.”	Que el periodo crítico sea el efectivamente represente el período en el cual se refleje el mayor riesgo de desabastecimiento, descartando el 80% de los escenarios con requerimiento menor, pero dejando una estadística representativa de los escenarios de alto riesgo de desabastecimiento, es decir que, un año con mucho recurso renovable no altere la señal de los años donde se pudiera producir menores recursos renovables.	Se realizaron evaluaciones tomando en consideración lo propuesto en el comentario, de las cuales se obtuvieron resultados aceptables. En este sentido, se considera adecuado realizar la modificación respectiva en la metodología de cálculo del período de máximo requerimiento térmico.	➤ Se modifica numeral 3 del artículo. Versión inicial: 3. Luego, calculará el promedio de energía <u>de los 100 escenarios</u> para cada uno de los 49 conjuntos definidos... Versión final: 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...

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
3	<p>¿Qué significa "representar" una cantidad de energía? ¿Qué es "la cantidad de energía de las semanas que lo componen"?</p> <p>¿Toda la energía o solamente la definida en el artículo 2, que es parte del "requerimiento térmico"?</p> <p>No es correcto decir "El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año ..." porque un lunes no es una semana.</p>	<p>No es correcto decir "El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año ..." porque un lunes no es una semana.</p>	<p>En respuesta a la consulta realizada, lo indicado en el presente artículo es referente a la cantidad de energía que está compuesta por lo establecido en el artículo 2, es decir, la cantidad de energía resultante de la sumatoria de: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, más la energía producto de las importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda.</p> <p>Respecto de lo indicado sobre la expresión plasmada en el artículo "...El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año" resulta aceptable, por lo cual se realiza la corrección respetiva.</p>	<p>➤ Se modifica el texto del numeral 2 del artículo.</p> <p>Versión inicial: ...El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.</p> <p>Versión final: ...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.</p>
4	<p>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 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:</p> <p>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.</p> <p>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 tomará como primera semana el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.</p> <p>3. Luego, calculará el promedio de energía de los 100 escenarios para cada uno de los 49 conjuntos definidos conforme al numeral en 2 precedente. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.</p> <p>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.</p> <p>5. Finalmente, los tres conjuntos descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema.</p>	<p>Considerar que en los conjuntos que si se traslapan podrían ser incluso el periodo crítico por lo cual, no se considera conveniente limitar a que no se traslapan.</p> <p>Se sugiere aclarar y determinar si el periodo de máximo requerimiento térmico son ahora 12 semanas.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p>	<p>Se considera adecuado mantener la disposición que los conjuntos seleccionados no deben traslaparse entre sí puesto que, de esta forma se evita que exista duplicidad entre las semanas seleccionadas para conformar el período de máximo requerimiento térmico.</p> <p>Lo sugerido sobre aclarar en el texto que el período de máximo requerimiento térmico resultante estará compuesto por un total de 12 semanas, resulta aceptable, por lo cual se readecua la redacción del texto.</p> <p>Lo sugerido sobre mejora en la redacción utilizando la expresión "...definidos conforme al numeral 2 precedente." en lugar de "...definidos en 2.", resulta aceptable.</p>	<p>➤ Se readecua el texto del numeral 5 del artículo.</p> <p>Versión inicial: 5. Finalmente, los tres conjuntos descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema.</p> <p>Versión final: 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.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica el texto del numeral 3 del artículo.</p> <p>Versión inicial: 3. ...para cada uno de los 49 conjuntos definidos en 2. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.</p> <p>Versión final: 3. ...para cada uno de los 49 conjuntos definidos conforme al numeral 2 precedente. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.</p>

6.1.10 Artículo 10

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>5. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe. 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 (el cual incluye una indisponibilidad por un mantenimiento imprevisto, así como una indisponibilidad por alguna falla inesperada de algún equipo interno de la Central) proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor y el nivel del embalse.</p> <p>6. ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productoi. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo</p>	<p>Cual es la explicación técnica del porque se está reemplazando el valor de potencia disponible (el cual se calcula multiplicando la potencia efectiva por el factor de disponibilidad de cada Central Generadora), por la utilización del conjunto de datos que incluyen: la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística; además de cuál es la correlación de todos estos datos para Central de Generación (que expresión o formula debe utilizarse para calcular la Potencia Disponible utilizando todos estos parámetros).</p>	<p>Respecto de la primera consulta, bajo la versión inicial de la norma, la potencia disponible de una central se determina como la potencia efectiva multiplicada por su factor de disponibilidad promedio anual, lo cual resulta en un valor invariable en el tiempo. En la versión modificada de la norma se busca plasmar una metodología que contemple el efecto que tiene el tipo de tecnología, el recurso energético utilizado, la gestión del proyecto y las tasas por indisponibilidades forzadas, en la variación de la potencia disponible para generación de una central a lo largo del día y de las estaciones del año, esto con la finalidad que resulte en una metodología más cercana a la realidad.</p> <p>Respecto de la segunda consulta, la expresión para determinar la potencia disponible según el tipo de tecnología sería la siguiente.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>el año, y centrales geotérmicas considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, mantenimientos programados y un factor que represente la indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.</p>		<p>i. Hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento: se determinaría la máxima capacidad que la central puede entregar en función del nivel del embalse en que se encuentra en la hora dada, lo cual está asociado a la eficiencia de la central. Posteriormente, al valor determinado se le descontaría la capacidad de las unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento, así como otro componente adicional asociado a una tasa por salidas forzadas históricas.</p> <p>ii. Hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni de regulación: se determinaría la máxima capacidad que la central puede entregar en función de la disponibilidad de su recurso energético primario en la hora dada. Posteriormente al valor determinado se le descontaría la capacidad de las unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento, así como otro componente adicional asociado a una tasa por salidas forzadas históricas.</p> <p>iii. Térmicas: Dado a que el recurso utilizado es desacoplado del tiempo a su valor de capacidad instalada se le descontaría la capacidad de las unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento, así como otro componente adicional asociado a una tasa por salidas forzadas históricas.</p> <p>iv. Eólicas y solares: se determinaría la máxima capacidad que la central puede entregar en función de la disponibilidad de su recurso energético primario en la hora dada.</p>	
2	<p>Agregar numeral "V" V. Para las Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento y Centrales de bombeo; la capacidad instalada de las componentes de generación y almacenamiento, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor, capacidad de almacenamiento y el nivel o volumen de energía almacenada (Nivel del embalse superior en caso de las Centrales de bombeo).</p>	<p>Se considera que las centrales con capacidad de almacenamiento y centrales de bombeo son categorías que se deben diferenciar a las centrales que actualmente propone la norma.</p> <p>Se recomienda que se considere la inclusión de las siguientes definiciones:</p> <p>Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.</p> <p>Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.</p> <p>Central Renovable con Capacidad de Regulación: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico.</p> <p>Central con Almacenamiento por Bombeo: Central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua,</p>	<p>Debido a que lo sugerido por el usuario se basa en dar lugar en esta normativa a una nueva tecnología, la cual aún no existe en el sistema eléctrico nacional. Se estima que su inclusión en el marco regulatorio se realizará en un proceso posterior a la presente consulta pública, ya que para ello se requerirá de una serie de estudios que conllevaran una inversión significativa de tiempo y esfuerzos. Se planifica realizar los análisis necesarios para constituir la figura de esta tecnología en conjunto con el desarrollo de la Norma Técnica de Sistemas de Almacenamiento de Energía.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
		<p>localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior generación de electricidad, y que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual período.</p> <p>Modo de Bombeo: Corresponde al modo de operación de una Central de Bombeo en el cual el agua del reservorio inferior es bombeada hacia el reservorio superior para su acumulación y posterior empleo en la generación de electricidad.</p> <p>Reservorio: Embalse, estanque o cuerpo de agua que permite la acumulación, evacuación o extracción de agua para una Central de Bombeo. Los Reservorios pueden ser de tipo natural, tales como lagos, lagunas y océanos, o artificial.</p> <p>Reservorio Inferior: Reservorio ubicado a menor altura con respecto al Reservorio Superior, desde el cual se extrae el recurso hídrico para ser bombeado.</p> <p>Reservorio Superior: Reservorio ubicado a mayor altura con respecto al nivel del mar, en comparación con el Reservorio Inferior, y que está destinado a la acumulación de agua.</p> <p>Referencias: [1] Ley 20936, “ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, Ministerio de Energía, 20 de julio de 2016, Santiago, Chile. [2] Decreto 125, “APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, Ministerio de Energía, 20 de julio de 2016, Santiago, Chile. [3] Decreto 128, “APRUEBA REGLAMENTO PARA CENTRALES DE BOMBEO SIN VARIABILIDAD HIDROLÓGICA”, Ministerio de Energía, 12 de octubre de 2016, Santiago, Chile.</p>		
3	<p>Observación No1. Se recomienda cambiar:</p> <ol style="list-style-type: none"> “...el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor...” a: “los factores de indisponibilidad calculados en base a la información histórica de indisponibilidades del agente productor...” La definición de bloques de días propuesto en el numeral 3, es bastante rígida, por lo que podría no estar representando adecuadamente la agrupación de días típicos similares a lo largo del tiempo, por lo que podría pensarse escribir un apartado que de la potestad al operador del sistema de hacer análisis de días típicos que le permitan proponer si fuera necesario, una modificación de esta definición bloques de días Se puede cambiar la siguiente redacción: “Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las Hinc que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma Hinc sea adyacente respecto de otra Hinc identificada dentro del mismo día del bloque.” a: ““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 de la Hi”c.” Y de ser posible, se podría agregar una figura ejemplificativa. <p>Observación No.2</p>	<p>Justificación No1. Dado que la potencia disponible toma en cuenta los mantenimientos programados y el índice de indisponibilidad forzada histórica, si y solo si, la central cuenta con un cronograma de mantenimientos; pero, si la central no tiene un cronograma de mantenimientos, la potencia disponible toma en cuenta el índice de indisponibilidad histórica que presenta el efecto conjunto entre los mantenimientos históricos y la indisponibilidad forzada histórica. Se puede especificar el cálculo de la contribución del componente de mantenimientos históricos al factor de indisponibilidad histórica de manera similar a como se definió el componente de indisponibilidades forzadas históricas en el Art. 11 (ADT).</p> <p>No se recomienda especificar que la información histórica de indisponibilidades del agente productor debe ser la entregada por mismo porque en caso de que este no cumpla con su declaración, el operador del sistema puede utilizar sus propios registros para el cálculo. Ver como se escribió en el Art. 11 ...basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario..., en el Art. 11 no limita a que estos registros históricos de operación los entregue la central.</p> <ol style="list-style-type: none"> Permite asegurar que la agrupación de días similares en bloques sea consistente a través del tiempo. Revisión en la redacción para mayor comprensión del procedimiento. <p>Justificación No.2 Basado que el comportamiento de la demanda por día de semana varía dependiendo del mes y es posible que este</p>	<p>Respeto de la observación 1, punto 1, específicamente lo indicado sobre establecer en la norma una metodología para determinar un factor de indisponibilidad histórica para el caso de centrales que no cuenten con un mantenimiento programado para el año de estudio, es necesario aclarar que es un deber de las empresas generadoras presentar cada año ante l Operador del Sistema su plan de mantenimiento programado para el siguiente año. No obstante, en el artículo 11 se establece la siguiente disposición para casos excepcionales:</p> <p><i>“Las empresas generadoras, a más tardar el 31 de agosto de cada año, deberán presentar al Operador del Sistema su plan de mantenimiento programado para el año siguiente. En caso de que una empresa no proporcione el requerido plan, el Operador del Sistema podrá considerar de forma indicativa un plan basado en mantenimientos declarados anteriormente o realizados históricamente por la central.”</i></p> <p>Respeto de la observación 1, punto 1, específicamente lo indicado sobre el caso en que un agente no proporcione la información requerida para determinar su factor por indisponibilidad forzada, resulta razonable, por lo cual se readecuan las disposiciones del artículo entorno a este factor.</p>	<p>➤ Se readecuan disposiciones del literal b, numeral 1 del artículo.</p> <p>Versión inicial:</p> <ol style="list-style-type: none"> Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará...el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor y el nivel del embalse. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará...y factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor. 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...un factor que represente la indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio. <p>Versión final:</p> <ol style="list-style-type: none"> Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará...el factor de indisponibilidad forzada proyectado y el nivel del embalse.

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>En la definición de la semana modelo propuesta por la modificación a la NT-PF se establece la cantidad de bloques y los días que deben pertenecer a cada bloque. Bajo este esquema, cambios en el comportamiento de la demanda diaria a través del tiempo no podrían ser considerados o alterarían el análisis a realizar.</p> <p>Para atender dicha posibilidad, se sugiere modificar de la siguiente forma:</p> <p>“El Operador del sistema definirá una semana modelo que estará conformada por una cantidad de bloques conformados por días, la cantidad de dichos bloques y los días que conformarán cada bloque deberán ser identificados producto de un análisis previo realizado por el operador del sistema y aprobado por la CREE”.</p> <p>Como consecuencia, se sugiere modificar el criterio planteado de horas que formarán parte del período crítico, el cual plantea como aquellas horas en las que $Hinc \geq 5$ para el bloque de lunes a viernes y $Hinc \geq 2$ para el bloque de sábado a domingo. Para dicha modificación, se propone lo siguiente:</p> <p>“$Hinc \geq$ al número de días que conformarán cada bloque”.</p>	<p>cambie a medida que pasa el tiempo, se debería considerar la posibilidad que en un futuro surjan cambios en los patrones de consumo. Debido a que las curvas de demanda diaria dependen del comportamiento residencial e industrial.</p> <p>Para argumentar la observación, considere el siguiente ejemplo, si se establece algún tipo de incentivo que conlleve a que algunas empresas modifiquen su rutina de operación, lo cual involucra cambios en las curvas diarias, lo que no podría ser capturado por los bloques definidos en la norma. En ese sentido, se sugiere que estos bloques de la semana modelo no se consideren fijos; proponiendo que se definan de acuerdo con la observación y seguimiento del comportamiento en la demanda.</p>	<p>Respecto de la observación 1, punto 2, se considera razonable lo expuesto, por lo cual se adiciona al final del artículo la disposición siguiente:</p> <p>“<i>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.</i>”</p> <p>Respecto de la observación 1, punto 3, se considera válida y en consecuencia se acepta la propuesta de redacción. No obstante, no se toma lo sugerido sobre adicionar una figura ejemplificativa, ya que no se encuentra en armonía con el formato de la presente norma técnica.</p> <p>Respecto de la observación 2, este punto fue resuelto en atención a la observación 1, punto 2 del presente comentario.</p>	<p>ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará...y factor de indisponibilidad forzada proyectado.</p> <p>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...un factor que represente la indisponibilidad forzada proyectado.</p> <p>iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.</p> <p>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.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se adiciona al final del artículo lo siguiente.</p> <p>Versión inicial: ...Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.</p> <p>Versión final: ...Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.</p> <p>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.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica texto del numeral 3 del artículo.</p> <p>Versión inicial: 3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera...</p> <p>Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las Hinc que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma Hinc sea adyacente respecto de otra Hinc identificada dentro del mismo día del bloque.</p> <p>Versión final: 3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera...</p> <p>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.</p>
4	<p>Artículo 10. 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:</p> <p>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:</p> <p>Donde: Mt: es el margen de reserva en la hora t;</p>	<p>Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.</p>	<p>Se considera que en la declaración de la variable Rt no es necesario indicar que deberá ser determinada por el Operador del Sistema debido a que, con lo dispuesto en el texto del artículo se sobreentiende que es un procedimiento realizado por el mismo Operador del Sistema, por lo cual la definición de Rt se mantiene como sigue.</p> <p>“<i>Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado para la hora t del año de estudio</i>”</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	N: es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico; Pit: es la potencia disponible de la central i en la hora t; Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador t del año de estudio.		Adicionalmente, se determina dar atención a los puntos plasmados en el documento anexo remitido por la institución vía correo electrónico ya que el mismo guarda relación con lo cargado en el sistema de consulta pública en carácter complementario, lo cuales se detallan a continuación: i. Para el análisis del periodo crítico se recomienda utilizar potencia efectiva en lugar de capacidad instalada. ii. Se sugiere mantener horas límites de la norma vigente indicando como condición que el periodo crítico no resulte en más de ocho horas por día laborable. iii. Adicionalmente se sugiere definir finalmente el periodo crítico. iv. Se sugiere definir finalmente el periodo crítico. v. Se debe considerar si el $Hinc_{\geq 5}$ es un porcentaje (%) o un conteo (5). La respuesta a cada punto detallado es la siguiente: Respecto del primer punto, no se acepta lo sugerido en vista que lo dispuesto en este artículo no es una metodología para determinar la potencia firme de centrales generadoras, sino que es una metodología que permite identificar el período crítico del sistema. Respecto del segundo punto, con base en evaluaciones técnicas realizados por esta Comisión previo al lanzamiento de la presente consulta pública, se considera que, ante la nueva metodología de cálculo del periodo crítico del sistema, no se requiere fijar un límite máximo de horas críticas diarias puesto que, en la propuesta de modificación del artículo, se establecen criterios de incidencia y de uniformidad que debe cumplir una hora para ser clasificada como hora crítica del sistema. Respecto del tercer punto, el periodo crítico ya se encuentra definido en el artículo 2 de la norma técnica y adicionalmente, en el presente artículo se establece cómo será determinado. Respecto del cuarto punto, se aclara que el criterio de horas incidentes corresponde a un conteo y no a un porcentaje.	
5	Eliminar la inclusión de tecnología solar, o en su defecto modificar a considerar la potencia disponible que ofrezca en el periodo crítico del sistema.	Solar no ofrece Potencia Firme, es una tecnología variable, y además no esta disponible durante la noche del máximo pico de demanda del sistema.	No se considera aceptable eliminar la tecnología solar, ya que será el mismo periodo crítico resultante lo que definirá si la tecnología de generación aporta o no firmeza en el momento en que el sistema se encuentra más exigido.	No conlleva modificación al texto del artículo.

6.1.11 Artículo 11

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	Traslado el texto de potencia efectiva al art. 12	Lo escrito sobre potencia efectiva esta directamente relacionado al artículo 12 que en este art.11	No se considera recomendable aceptar lo sugerido, puesto que lo descrito en el artículo 11 sobre la potencia efectiva (K) es la definición como tal, lo cual se considera necesario dado a que esta variable es utilizada en las fórmulas de cálculo definidas en el presente artículo.	No conlleva modificación al texto del artículo.
2	Observación No.1: Modificar la redacción del párrafo segundo, numeral "01", respecto de las cuatro causas de reducción de disponibilidad: "...(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del periodo de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor que	Justificación No.1: Se elimina la frase: propias del agente productor, ya que en el texto propuesto tiende confundir. Justificación No.2 1. El plan anual de mantenimientos es un insumo de la base de datos para el cálculo del periodo de máximo requerimiento térmico.	Respecto de la observación 1, se considera razonable lo expuesto, por lo cual se readequa la declaración de la primera causa de reducción de disponibilidad. Respecto de la consulta realizada en la observación 2, punto 1, como fe de errata se aclara que esto debe	➤ Se modifica segundo párrafo del artículo, declaración de la causa de reducción de disponibilidad 1. Versión inicial: ...(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del periodo de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución...”</p> <p>Observación No.2: 1. Al describir la primera causa de reducción de disponibilidad: ...(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio 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; ...</p> <p>No queda claro. ¿Cómo se va a prever este período de máximo requerimiento térmico y de esta manera evitar programar mantenimientos en ese período de tiempo? Una alternativa sería tomar de referencia al período de máximo requerimiento vigente, sin embargo, no se garantiza que este será igual para el siguiente año (año de estudio).</p> <p>2. En la fórmula de ADT, al multiplicar al número de horas del año de estudio por dos, se pierde precisión, porque este resultado no es necesariamente el total de horas de los últimos 24 meses a los que corresponden los registros de operación de la central. Tomando en cuenta que no todos los años tienen la misma cantidad de horas (años bisiestos). Por lo anterior, se sugiere replantear la fórmula de cálculo de ADT de manera que se considere la cantidad de horas exacta de los 24 meses del análisis.</p> <p>Incorporar que, en caso de que la central no proporcione el programa de mantenimiento en tiempo y forma, el Operador del sistema aplicará un factor de disponibilidad de 0.85. Esto en sustitución del cálculo indicado en el párrafo anterior.</p>	<p>2. Mejorar la precisión del cálculo de ADT</p>	<p>corresponder al mantenimiento programado para el año en estudio en lugar de “el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio”. Razón por la cual se rectifica la declaración de la causa de reducción de disponibilidad 1. No obstante, es importante mencionar que durante el lapso de tiempo establecido en la sección 6.1 de la Norma Técnica de Mantenimientos para el análisis de las solicitudes de mantenimientos mayores, comprendido del 15 de septiembre al 15 de octubre de cada año, ya se cuenta con el informe preliminar de potencia firme, el cual define el período crítico del sistema para el siguiente año, lo que permite al Operador del Sistema en coordinación con el agente involucrado reacomodar, de ser posible, los mantenimientos del agente que coinciden con las horas críticas del sistema definidas en dicho informe, esto siguiendo los procedimientos dictados en la Norma Técnica de Mantenimientos. Sin embargo, se sugiere al agente que para la presentación de las solicitudes de mantenimientos mayores para el siguiente año tome en consideración, de manera indicativa, el período crítico del sistema definido por el Operador del Sistema en el informe de potencia firme más reciente que se encuentre disponible.</p> <p>Respecto de la observación 2, punto 2, resulta aceptable lo indicado sobre la variable “2HA”, ya que no se cumple que todos los años cuenten con 8,760 horas, por lo cual se modifica esta variable y se readecuan las fórmulas que la contemplan.</p> <p>Respecto de lo expresado al final de la observación 2, punto 2, no se acepta lo sugerido en vista que no presenta argumentos que permitan establecer que en caso de que una central no presente su programa de mantenimiento anual se utilizará un factor de disponibilidad promedio anual de 0.85. En relación con este punto, es importante aclarar que según la Norma Técnica de Mantenimientos es una responsabilidad de las centrales generadoras presentar anualmente su plan de mantenimiento mayores para el siguiente año. No obstante, se adiciona en la normativa la siguiente disposición para casos excepcionales:</p> <p><i>“Las empresas generadoras, antes del 31 de agosto de cada año, deberán presentar al Operador del Sistema su plan de mantenimiento programado para el año siguiente. En caso de que una empresa no proporcione el requerido plan, el Operador del Sistema podrá considerar de forma indicativa un plan basado en mantenimientos declarados anteriormente o realizados históricamente por la central.”</i></p>	<p>que conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución propias del agente productor...</p> <p>Versión final: ...(1) ...para el año en estudio...incluyendo el 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...</p> <p>----- ➤ Se modifica la variable 2HA por la variable HT_{24m}.</p> <p>Versión inicial: ...La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:</p> $\Delta DT = \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{2HA}$ <p>...NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. HT_j es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión j. RT_j es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j. En este caso, el número de horas del año, HA, se multiplica por 2 para representar el período de 24 meses cuyos registros de operación sirven de base para el cálculo...</p> <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p> $D = 1 - \dots - \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{2HA}$ <p>Versión final: ...La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:</p> $\Delta DT = \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{HT_{24m}}$ <p>...NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. HT_j es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión j. RT_j es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j. 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...</p> <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p> $D = 1 - \dots - \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{HT_{24m}}$ <p>-----</p>
3	<p>Artículo 11. 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.</p> <p>El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión: Donde ΔD 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) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el</p>	<p>Considerar que trasladar tema de potencia efectiva al artículo 12, debido que se considera que ahí es donde debería ir desarrollado.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Es importante incluir excepciones de eventos de caso fortuito y fuerza mayor que son eventos que no son imputables al agente generador y que a la vez no debería ser considerado en las causas de reducción de disponibilidad.</p> <p>Se sugiere mejora en redacción a efecto que sea congruente con lo indica en el inciso 1 de la presente propuesta.</p>	<p>No se acepta lo sugerido sobre "Considerar que trasladar tema de potencia efectiva al artículo 12, debido que se considera que ahí es donde debería ir desarrollado.", puesto que lo descrito en el artículo 11 sobre la potencia efectiva (K) es la definición como tal, lo cual se considera necesario dado a que esta variable "K" es utilizada en las fórmulas de cálculo definidas en el presente artículo.</p> <p>Se considera que lo expresado sobre no tomar en cuenta eventos asociados a fuerza mayor o caso fortuito en las reducciones de disponibilidad de la central no presenta argumentos que permitan</p>	<p>➤ Se modifica el término “biomasa mezclada con combustibles fósiles”</p> <p>Versión inicial: ...Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.</p> <p>Versión final: ...Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>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 de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; y (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.</p> <p>El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida solo a mantenimiento programado con la expresión siguiente: Donde NM es el número de intervenciones de mantenimiento programado incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HMi son las horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en la ocasión i; RMi es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i; K es la potencia efectiva de la central; y HA es el número de horas del año en estudio.</p> <p>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: Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice j indica las ocasiones en que cada unidad generadora salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. HTj es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión j. RTj es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j. En este caso, el número de horas del año, HA, se multiplica por 2 para representar el período de 24 meses cuyos registros de operación sirven de base para el cálculo. El Operador del Sistema pondrá el valor de ΔDT en su base de datos sobre las centrales como un parámetro característico de cada central, válido para el año para el cual calcula la potencia firme, a fin de utilizarlo posteriormente en la determinación de la potencia firme disponible de la central durante cada mes del año.</p> <p>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 refiriéndose a los datos del medidor comercial de la misma en la más reciente ocasión dentro del período crítico en que la central haya tenido disponibles todas sus unidades y el Operador del Sistema le haya pedido entregar a la red la máxima potencia posible.</p> <p>La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente: $\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$</p> <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p>	<p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Considerar que debe definirse el tiempo y acortarse a “máxima inyección”. Con la redacción actual, puede que una central no alcance a tener todas sus unidades disponibles en el período crítico, con lo cual el valor no podrá ser determinado; Asimismo debe definirse el espacio de horas de entrega de la potencia...1 hora 2 o 3 de energía y posteriormente el máximo de potencia inyectada.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Considerar la aplicación de tomar la medición comercial cuando no se hayan realizado pruebas en algunas plantas de generación renovable, ya que pueden considerarse en periodos cuando la planta no cuente con recurso.</p>	<p>identificar causas específicas que deberían ser excluidas por el Operador del Sistema para propósitos de determinar la disponibilidad de una central generadora de manera inequívoca. No obstante, se aclara que se agrega la siguiente disposición en el último párrafo del artículo 6:</p> <p><i>“...Adicionalmente, no se tomarán en consideración otras causas de indisponibilidad que a criterio del Operador del Sistema se ocasionen por otra central generadora.”</i></p> <p>Como mejoras en la redacción se modifica el término “biomasa mezclada con combustibles fósiles” por “biomasa más combustibles fósiles”, tanto el artículo 11 así como en los artículos 13, 21 y 22 para mantener la consistencia. Adicionalmente, se realiza una modificación de forma en la declaración de la causa de reducción de disponibilidad 4.</p> <p>Lo expresado en la justificación referente a la determinación del valor de potencia efectiva (K) de una central con base a datos de la medición comercial de la misma, resulta razonable, por lo cual se readequa el texto del artículo para regular el período a considerar y el tratamiento a aplicar a los datos de medición que serán utilizados por Operador del Sistema.</p>	<p>biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se realiza modificación de forma en la declaración de la causa de reducción de disponibilidad 4.</p> <p>Versión inicial: (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía.</p> <p>Versión final: (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.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se adicionan disposiciones al artículo sobre la determinación del valor de potencia efectiva (K) de una central con base a datos de medición comercial.</p> <p>Versión inicial: ... Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema determinará la potencia efectiva de una central refiriéndose a los datos del medidor comercial de la misma en la más reciente ocasión dentro del período crítico en que la central haya tenido disponibles todas sus unidades y el Operador del Sistema le haya pedido entregar a la red la máxima potencia posible.</p> <p>Versión final: ... 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:</p> <p>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.</p>

6.1.12 Artículo 12

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Modificar el texto de párrafo segundo, a fin de leerse de la manera siguiente: "...Las pruebas de potencia efectiva serán en función de las tecnologías propias de las centrales, los resultados serán derivados de los sistemas de medición comercial. El protocolo utilizado para realizar la prueba deberá contener factores de corrección para encontrar la potencia máxima que pudiere ser entregada en condiciones del periodo crítico. La potencia máxima entregada se verificará cuando las unidades generadoras tengan una carga térmica estable del al menos una hora."</p> <p>(Eliminar penúltimo párrafo)</p> <p>Agregar al último párrafo: "El ODS podrá ampliar mediante una guía de potencia efectiva, los detalles que deberá contener el protocolo para la realización de las pruebas indicadas en el presente Artículo."</p>	<p>En cuanto a la modificación del texto del segundo párrafo, se sugiere no realizar citas de otras normas, ya que estas pueden ser modificadas, eliminando texto o disposiciones de estas. Asimismo, se otorgan facultades para que dentro de los protocolos respectivos se puedan efectuar ajustes de correctivos para la determinación de la potencia efectiva.</p> <p>En cuanto a la eliminación del penúltimo párrafo, la norma ya establece cuales son los criterios para la determinación de la potencia efectiva, en ese sentido, no es necesario que se efectúen aclaraciones; en todo caso, se recomienda solamente indicar lo siguiente: "El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red".</p>	<p>Lo indicado sobre establecer disposiciones para determinar un valor de "potencia máxima que pudiere ser entregada en condiciones del periodo crítico" por medio de factores de corrección, para ser utilizado como potencia efectiva de la central, no resulta aceptable en vista que es inconsistente con la definición de potencia efectiva establecida en el ROM que corresponde a:</p> <p>"Potencia Efectiva de una Unidad Generadora: Potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios."</p> <p>Respecto de lo indicado sobre el penúltimo párrafo, específicamente en lo relativo a que "la norma ya establece cuales son los criterios para la determinación de la potencia efectiva, en ese sentido, no es necesario que se efectúen aclaraciones", se estima aceptable por lo cual se readecua el texto de este.</p> <p>Respecto de lo expresado sobre adicionar la disposición "El ODS podrá ampliar mediante una guía de potencia efectiva, los detalles que deberá contener el protocolo para la realización de las pruebas indicadas en el presente Artículo.", se toma parcialmente, en vista que un protocolo de pruebas tiene como finalidad detallar los procedimientos a seguir dentro de la central y no los criterios que debe tener en consideración el Operador del Sistema para realizar la prueba.</p>	<p>➤ Se modifica el texto del penúltimo párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red sin demerito de lo establecido en el artículo 11, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de calidad en el sistema.</p> <p>Versión final: El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se adiciona la siguiente disposición al final del texto del artículo.</p> <p>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.</p>
2	<p>Artículo 12. El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:</p> <p>a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del Operador del Sistema su capacidad disponible.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. 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.</p> <p>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. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p>	<p>Determinar que la energía generada en el caso de las centrales térmicas será remunerada al costo variable de generación y a las centrales de generación renovables al costo marginal horario nodal.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p>	<p>Respecto de la modificación sugerida sobre "Determinar que la energía generada en el caso de las centrales térmicas será remunerada al costo variable de generación y a las centrales de generación renovables al costo marginal horario nodal" no se identifica justificación. No obstante, es importante mencionar que la regla establecida en la presente norma es una práctica aplicada en la región, tal es el caso en Guatemala. Además, esta regla es consistente con la establecida en la Norma Técnica de Inspección y Verificación para remuneración de inyecciones de energía producidas en período de pruebas por verificaciones operacionales.</p> <p>Como mejora en la redacción se modifica texto del tercer párrafo del artículo.</p>	<p>➤ Se modifica texto del tercer párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ...Las pruebas se harán siguiendo los protocolos de pruebas que serán función de la tecnología propia de las centrales...</p> <p>Versión final: ...Las pruebas se harán siguiendo los protocolos de pruebas que serán función de la tecnología propia de cada central...</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>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 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. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p> <p>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. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p> <p>El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red sin demérito de lo establecido en el artículo 11, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de calidad en el sistema. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p> <p>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. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p>			

6.1.13 Artículo 13

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Observación No.1: Incluir como párrafo último: “En el caso de no encontrarse una referencia internacional consistente, el ODS aplicará un factor de disponibilidad del 95%, siempre para efecto del cálculo de nuevas centrales.</p> <p>Observación No.2: 1. Se debe revisar la referenciación a otros artículos dentro de la norma, aquí, particularmente se tiene referenciado al artículo anterior y de acuerdo con la modificación de la NT-PF, se debe hacer referencia al Artículo. 2. La fuente internacional del cual se tomaría la disponibilidad promedio anual de centrales nuevas podría ser sugerida por la CREE.</p>	<p>Justificación No.1: Dificultades o ambigüedades sobre referencias internacionales.</p> <p>Justificación No.2: 1. Artículo mal referenciado, con la modificación debería referenciarse el art. 11 en lugar del 12. Esto debido a que en la propuesta de modificación de la NTPF algunos artículos han sido modificados en su orden. 2. A manera de evitar ambigüedades en las fuentes internacionales.</p>	<p>Lo indicado en la observación 1 sobre establecer que, en el caso de que el Operador del Sistema no encuentre una referencia internacional consistente aplicará un factor de disponibilidad del 95% para nuevas centrales, se considera ambiguo ya que no se identifica justificación que respalde el hecho de fijar un valor específico para este factor de disponibilidad.</p> <p>Respecto de la observación 2, punto 1, se corrige referencia de artículo.</p> <p>Lo sugerido en la observación 2, punto 2 se considera razonable, por lo cual se readecua el texto del artículo.</p>	<p>➤ Se modifica texto del segundo párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: 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 anterior...</p> <p>Versión final: 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...</p> <p>----- ➤ Se modifica texto del segundo párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ...el Operador del Sistema 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...</p> <p>Versión final: ... 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...</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
2	<p>Artículo 13. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa mezclada con 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:</p> $F = D \times K$ <p>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 anterior; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.</p> <p>Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema 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 el artículo 11 y en este artículo.</p>	<p>Se recomienda considerar las plantas que están inactivas o no están en operación pero que si se incorporaran próximamente.</p>	<p>Lo recomendado se encuentra razonable, por lo cual se incluye el caso de la determinación de la potencia firme de centrales que están fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de estudio.</p>	<p>➤ Se adiciona párrafo al final del artículo.</p> <p>Versión final: 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.</p>

6.1.14 Artículo 14

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>En el numeral 2, eliminar las hidroeléctricas con capacidad mensual; asimismo, eliminar el literal “B”. (En este sentido, el numeral 2 solamente se comprenderá las hidroeléctricas de capacidad diaria y semanal)</p> <p>Incorporar en el numeral 3, las hidroeléctricas con capacidad mensual. (En este sentido, el numeral 3 comprenderá las hidroeléctricas de capacidad Mensual, anual y plurianual)</p>	<p>La recuperación del nivel del embalse es en un periodo mayor al de una semana, es razonable pensar que el nivel máximo no se volverá a alcanzar una vez el embalse esté seco, en este sentido aplica validar la potencia firme incluyendo el nivel del embalse a final del periodo, en tanto para las centrales con niveles diarios y semanales, estos pueden recuperarse en corto tiempo.</p>	<p>Se determinan razonables las modificaciones sugeridas, por lo cual se readecuan las disposiciones establecidas en los numerales 2 y 3 del artículo.</p>	<p>➤ Se modifica texto del numeral 2 del artículo en lo referente a no incluir bajo esta categoría centrales hidroeléctricas con regulación mensual, y por ende el componente de reserva secundaria para subir.</p> <p>Versión inicial: 2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual: a. La cantidad de energía generada por cada central en el ... b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del periodo crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>Versión final: 2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria o semanal: a. La cantidad de energía generada por cada central en el ...</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica el texto del numeral 3 del artículo en lo referente a la inclusión bajo esta categoría de centrales hidroeléctricas con regulación mensual.</p> <p>Versión inicial: 3. Hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual...</p> <p>Versión final: 3. Hidroeléctricas con embalses de regulación mensual, anual o plurianual...</p>
2	<p>Artículo 14. 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:</p> <p>1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación: a. La cantidad de energía generada por cada central en el periodo de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central,</p>	<p>Considerar que referente a literales 2.b y 3 b. en las proyecciones en el modelo de simulación que se realicen de disponibilidad de la central en el periodo crítico, no se toma en consideración la capacidad de reserva secundaria; por tanto, se recomienda no tomar en consideración dichas reservas.</p> <p>Se propone mejorar redacción.</p> <p>Se propone mejorar redacción.</p>	<p>La reserva secundaria proveída por las centrales al sistema puede ser considerada en la simulación del despacho económico realizada por el Operador del Sistema. Adicionalmente, en el presente artículo se establece que este debe ser un resultado obtenido de tal simulación.</p> <p>En atención a lo expresado sobre mejorar redacción, se realiza una modificación de forma en el texto del numeral 3 del artículo en lo referente al componente de reserva secundaria para subir. Para</p>	<p>➤ Se modifica texto del numeral 3 del artículo.</p> <p>Versión inicial: b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas...</p> <p>Versión inicial: b. El valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema en las horas...</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <p>2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual: ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>3. Hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>c. 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.</p> <p>Los datos resultantes serán utilizados en el cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas según corresponda en los artículos 15 y 17.</p>		mantener consistencia esta modificación también se realiza en el artículo 17.	

6.1.15 Artículo 15

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas y Centrales de Bombeo con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual.</p> <p>AGREGAR:</p> <p>Para las centrales de bombeo que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el período crítico, ya sea en modo generación o como desprendimiento de carga en modo bombeo, con el procedimiento siguiente:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico o el desprendimiento de carga correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>Modificar:</p> <p>En todos los 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.</p>	Se considera que las centrales con capacidad de almacenamiento o bombeo requieren de un tratamiento diferenciado.	Debido a que lo sugerido por el usuario se basa en dar lugar en esta normativa a una nueva tecnología, la cual aún no existe en el sistema eléctrico nacional. Se estima que su inclusión en el marco regulatorio se realizará en un proceso posterior a la presente consulta pública, ya que para ello se requerirá de una serie de estudios que conllevaran una inversión significativa de tiempo y esfuerzos. Se planifica realizar los análisis necesarios para constituir la figura de esta tecnología en conjunto con el desarrollo de la Norma Técnica de Sistemas de Almacenamiento de Energía.	No conlleva modificación al texto del artículo.

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
2	<p>Eliminar del segundo párrafo el apartado siguiente: "...y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada..."</p> <p>En el último párrafo establecer cuatro (04) horas en lugar de tres (03)</p> <p>Este valor de potencia que pueda garantizar el sistema de almacenamiento se le sumará a la potencia firme encontrada de la central primaria.</p> <p>Esta potencia firme se verificará mensualmente de la siguiente manera, se sumará la energía inyectada a la red por el sistema de almacenamiento en las horas críticas de cada mes, y se dividirá entre cuatro veces el número de días laborales, incluyendo los sábados, este valor se comparará con la potencia nominal de inyección del sistema de almacenamiento, y el menor de los dos será la potencia firme que el sistema de almacenamiento aporta a la potencia firme de la central híbrida.</p> <p>Para verificar los resultados, el sistema de almacenamiento deberá contar con medición comercial certificada a la salida de este. Previo a la asignación del reconocimiento de potencia para estos sistemas de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema emitirá un procedimiento para establecer el límite de participación de estos sistemas de almacenamiento para la contribución de potencia firme del sistema."</p>	<p>Para los efectos que corresponden al Artículo en referencia, se incorpora el sistema de almacenamiento debido a la referencia que se aborda sobre centrales híbridas. En este sentido, el artículo propicia incentivar la incorporación de sistemas de almacenamiento para centrales con tecnología renovable variable, permitiendo la provisión de servicios complementarios</p>	<p>Se acepta lo sugerido respecto de eliminar del segundo párrafo la inclusión del componente de reserva secundaria a subir para estar en consonancia con lo resuelto en el primer comentario del artículo 14.</p> <p>Respecto de lo indicado sobre modificar de 3 a 4 horas el tiempo mínimo de generación a carga máxima que debe cumplir una central hidroeléctrica para ser clasificada como de regulación diaria, se considera ambiguo en vista que no se identifica justificación. No obstante, este caso se analizará durante el proceso de elaboración de la Norma Técnica de Almacenamiento de Energía.</p> <p>Lo indicado por el usuario sobre dar lugar en la presente normativa a los sistemas de almacenamiento de energía no resulta procedente en el corto plazo en vista que es una nueva tecnología, la cual aún no existe en el sistema eléctrico nacional. Se estima que su inclusión en el marco regulatorio se realizará en un proceso posterior a la presente consulta pública, ya que para ello se requerirá de una serie de estudios que conllevaran una inversión significativa de tiempo y esfuerzos. Se planifica realizar los análisis necesarios para constituir la figura de esta tecnología en conjunto con el desarrollo de la Norma Técnica de Sistemas de Almacenamiento de Energía.</p>	<p>➤ Se modifica el texto del segundo párrafo.</p> <p>Versión inicial: ... Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el periodo crítico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y dicha suma la dividirá entre el total de horas del periodo crítico para obtener un valor de potencia...</p> <p>Versión final: ... 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 periodo crítico del sistema, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del periodo crítico para obtener un valor de potencia...</p>
3	<p>Artículo 15. 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 periodo 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.</p> <p>Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el periodo crítico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y dicha suma la dividirá entre el total de horas del periodo crítico para obtener un valor de potencia.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Se propone mejorar la redacción</p>	<p>No se acepta comentario puesto que no se identifica propuesta de redacción diferente de lo ya establecido en el texto del artículo 2 sometido a consulta pública.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

6.1.16 Artículo 16

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Artículo 16. 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.</p> <p>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.</p>	Revisar la redacción propuesta	No se acepta comentario, puesto que no se identifica propuesta de redacción diferente de lo ya establecido en el texto del artículo 16 sometido a consulta pública.	No conlleva modificación al texto del artículo.
2	Eliminar la tecnología solar en este artículo.	No ofrecen potencia firme, su naturaleza es demasiado variable además no estar disponible durante la noche cuando ocurre el máximo pico de demanda en nuestro país, esto sería sencillamente una especie de promedio con un resultado bajo dado que es en función de la energía.	No se considera aceptable eliminar la tecnología solar, ya que será el mismo período crítico resultante lo que definirá si la tecnología de generación aporta o no firmeza en el momento en que el sistema se encuentra más exigido.	No conlleva modificación al texto del artículo.

6.1.17 Artículo 17

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Artículo 17. Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el Operador del Sistema determinará tanto la energía generada como la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir por la central en las horas del período crítico y determinará además el nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 3 del artículo 14.</p> <p>El Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía neta generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir suplida por la central en las horas del período crítico y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico para obtener un valor de potencia. 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 con el nivel del embalse asociado excedido en el 95% de los casos al final del período de máximo requerimiento térmico</p>	<p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Considerar: ¿a que nivel de embalse se refiere? ¿Al promedio o al excedido en el 95% de las series?</p> <p>Por lo anterior, la disposición debe incluir el nivel de embalse asociado que se tomará en consideración por cada serie, a efecto de determinar la potencia firme de la central. Se propone incluir que serán las series excedidas en el 95% de los casos. Se propone redacción.</p>	<p>Respecto de mejorar redacción, se modifica texto referente al componente de reserva secundaria para subir y se modifica la clasificación de “centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual” por “centrales hidroeléctricas con embalses de regulación mensual, anual o plurianual”, para mantener consistencia con lo resuelto en el artículo 14. Adicionalmente, se realiza una modificación de forma al texto del artículo para brindar una mayor claridad.</p> <p>Respecto de la consulta realizada ¿a qué nivel de embalse se refiere? el nivel de embalse al que se hace referencia en el artículo es el determinado conforme con lo establecido en el numeral 3 del artículo 14.</p> <p>Respecto de lo indicado sobre especificar en este artículo los criterios que se deben tomar en consideración para definir el nivel del embalse, no se considera necesario en vista que el numeral 3 del artículo 14 ya establece a qué debe corresponder este: <i>"El nivel del embalse al final del periodo de máximo requerimiento térmico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida"</i></p>	<p>➤ Se modifica texto del artículo.</p> <p>Versión inicial: Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el Operador del Sistema determinará tanto la energía generada como la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico y determinará además el nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 3 del artículo 14.</p> <p>El Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico para obtener un valor de potencia. 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 con el 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.</p> <p>Versión final: 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.</p> <p>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.</p>

6.1.18 Artículo 18

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>AGREGAR</p> <p>Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, además de la información mencionada anteriormente de su energía primaria, deberán proporcionar los datos de la capacidad y tipo de almacenamiento el nivel o volumen de energía almacenada; los pronósticos de generación y de energías afluentes, la operación esperada de la central y el impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.</p> <p>Las centrales de bombeo no se considerarán sujetas a variabilidad de tipo hidrológico si el agua utilizada por la misma se extrae y bombea desde un Reservorio Inferior con un volumen tal que se mantiene una disponibilidad de recurso hídrico que no limita la operación de la central a potencia nominal. En tanto, el Reservorio Superior no debe tener extracciones distintas a las asociadas al Modo de Generación y sólo podrá presentar afluentes naturales menores, de baja probabilidad de ocurrencia y que, cuando ocurren, representan anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación menor al 1% del volumen total de acumulación. Los agentes que operan centrales de bombeo deberán indicar las restricciones de generación mínima de las turbinas, las restricciones en modo bombeo, la eficiencia en la conversión de la energía entre modo bombeo/generación, 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.</p> <p>Los agentes que operen centrales de bombeo, además de proveer la información indicada en el Artículo 18 deberán enviar al Centro Nacional de Despacho en su calidad de Operador del Sistema la estadística de cotas horarias del Reservorio Superior para el año correspondiente. A partir de la estadística señalada en el inciso anterior, el Coordinador determinará anualmente un factor de disponibilidad (FD) definido como:</p> <p>Donde: h_i: Cantidad de horas en que la Central de Bombeo hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo a la cota informada en la hora i. HA: Horas totales del año correspondiente. Para el primer año de operación de la Central de Bombeo, este valor se contará a partir de su fecha de entrada en operación.</p> <p>El Coordinador deberá determinar el factor de disponibilidad para cada año de cálculo según lo establecido en el Reglamento de Potencia. La Potencia Inicial de la Central de Bombeo</p>	<p>Las centrales con almacenamiento y bombeo deben tener un tratamiento diferenciado</p>	<p>Debido a que lo sugerido por el usuario se basa en dar lugar en esta normativa a una nueva tecnología, la cual aún no existe en el sistema eléctrico nacional. Se estima que su inclusión en el marco regulatorio se realizará en un proceso posterior a la presente consulta pública, ya que para ello se requerirá de una serie de estudios que conllevaran una inversión significativa de tiempo y esfuerzos. Se planifica realizar los análisis necesarios para constituir la figura de esta tecnología en conjunto con el desarrollo de la Norma Técnica de Sistemas de Almacenamiento de Energía.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>
2	<p>La declaración de la demanda típica no garantiza que el consumidor este declarando la demanda real en el momento de máxima demanda del sistema eléctrico hondureño, por lo que es necesario que los factores FCI sean asignados en función de la demanda histórica promedio de las que superan el percentil del 95% de las demandas máximas del mes con más requerimiento térmico.</p> <p>Para nuevos consumidores la demanda máxima se incluirá como otro agente que aporta a la demanda máxima proyectada con el valor máximo declarado</p>	<p>La declaración de la demanda típica no garantiza que el consumidor este declarando la demanda real en el momento de máxima demanda del sistema eléctrico hondureño, por lo que es necesario que los factores FCI sean asignados en función de la demanda histórica promedio de las que superan el percentil del 95% de las demandas máximas del mes con más requerimiento térmico.</p>	<p>Lo expuesto en el comentario realizado no corresponde al artículo 18, sino que al artículo 19. No obstante, a continuación, se brinda su respuesta.</p> <p>Para que se cumpla la expresión plasmada en el artículo:</p> $Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$ <p>El factor de contribución (fC_i) de cada agente debe ser determinado con base a los datos proyectados para el año de estudio y no respecto a datos históricos, en vista que el factor fC_i debe corresponder a lo siguiente:</p> <p>La demanda de potencia del agente en la hora en que sucede el máximo requerimiento de potencia</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
			<p>del sistema durante el período crítico, incrementada por las pérdidas y dividida entre la demanda máxima del agente durante este mismo período, la cual también estará incrementada por las pérdidas.</p> <p>De esta forma, si denominamos $D_{max_{agent}}$ a 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 D_{max_i} a la “demanda máxima del agente durante el período crítico, incrementada por las pérdidas” se cumple que:</p> $P_{max_{sist}} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{D_{max_{agent}}}{D_{max_i}} \right) \times D_{max_i}$ <p>El máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico ($P_{max_{sist}}$) es igual a la sumatoria de la demanda de potencia de todos los agentes comprados en la hora donde ocurre este máximo requerimiento de potencia.</p>	
3	<p>Artículo 18. 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.</p> <p>La información hidrológica de centrales o complejos hidroeléctricos con capacidad de regulación y almacenamiento deberá estar certificada por un hidrólogo profesional y deberá 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En caso de que un agente productor no cumpla en realizar la medición de los aportes de su fuente de energía primaria y</p>	<p>Al eliminar el límite de obligatoriedad de 10MW para centrales hidroeléctricas, se considera prudente incluir un periodo de transición a efecto que las mismas puedan prepararse y recopilar la información hidrológica necesaria para el proceder a dar cumplimiento a la presente disposición.</p> <p>Adicionalmente, se considera que este requerimiento no debería aplicarse a centrales generación con capacidad instalada menor de 5MW (Generación Distribuida) por su tamaño, el detalle y costo de la información requerida y el manejo o control posterior de dicha información.</p>	<p>Se considera razonable lo expresado por el usuario, por lo cual se modifica la disposición establecida en el artículo fijando que la información hidrológica deberá estar certificada para centrales con capacidad igual o mayor a 5 MW.</p>	<p>➤ Se modifica texto del segundo párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: La información hidrológica de centrales o complejos hidroeléctricos con capacidad de regulación y almacenamiento deberá estar certificada por un hidrólogo profesional y deberá apegarse a los lineamientos que determine el Operador del Sistema...</p> <p>Versión final: 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.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	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.			

6.1.19 Artículo 19

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	Se sugiere indicar la referencia de los valores presentados en la tabla, valores utilizados para obtener las pérdidas en la red.	Para mayor claridad de las fuentes de respaldo de los valores utilizados en los cálculos indicados en la NTPF.	No se considera necesario indicar en el texto del artículo la referencia de los valores presentados en la tabla. No obstante, a continuación, se comenta cuál es el antecedente de estos: Los factores de pérdidas establecidos en la tabla no corresponden a valores reales ya que, están limitados al 15 por ciento aprobado por la CREE para reconocimiento de pérdidas. Las pérdidas técnicas en cada módulo de red (líneas de 230 kV, transformadores de 230/138 kV, líneas de 138 kV, etc.) dependen de una tasa promedio anual de pérdidas de energía en el módulo. Estas tasas corresponden a valores típicos, ajustados de forma que el porcentaje global de pérdidas del sistema resulte en exactamente 15 por ciento.	No conlleva modificación al texto del artículo.
2	<p>Artículo 19. A más tardar el 30 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.</p> <p>Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p> <p>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:</p> <p>*Tabla igual*</p> <p>Artículo 19. A más tardar el 30 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.</p> <p>Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p> <p>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</p> <p>El Operador del Sistema sumará las curvas de carga típicas de los agentes, incrementadas por las pérdidas, para el mes</p>	<p>Considerar basar los valores de la tabla en las simulaciones del año anterior o en todo caso, justificar dichos valores.</p> <p>Considerar la duplicidad de las pérdidas en consumidores calificados cuando estos se encuentran regulados y son parte de los clientes de la distribuidora.</p> <p>Considerar sobrecontratación de potencia firme al estar el valor RFi relacionado al margen de reserva.</p>	<p>Respecto de lo expresado en referencia a los valores de la tabla, no se considera necesario indicar en el texto del artículo la referencia de los valores presentados en la tabla. No obstante, a continuación, se comenta cuál es el antecedente de estos:</p> <p>Los factores de pérdidas establecidos en la tabla no corresponden a valores reales ya que, están limitados al 15 por ciento aprobado por la CREE para reconocimiento de pérdidas. Las pérdidas técnicas en cada módulo de red (líneas de 230 kV, transformadores de 230/138 kV, líneas de 138 kV, etc.) dependen de una tasa promedio anual de pérdidas de energía en el módulo. Estas tasas corresponden a valores típicos, ajustados de forma que el porcentaje global de pérdidas del sistema resulte en exactamente 15 por ciento.</p> <p>Lo expresado sobre “Considerar la duplicidad de las pérdidas en consumidores calificados cuando estos se encuentran regulados y son parte de los clientes de la distribuidora”, resulta razonable, por lo cual se readecua texto del artículo.</p> <p>Respecto de lo indicado como último punto en la justificación del comentario, no resulta procedente no incluir el componente por margen de reserva en la determinación del requerimiento de potencia firme del agente comprador en vista que la importancia de contar con cierto margen de reserva en el sistema es garantizar la seguridad del mismo, razón por la cual el marco regulatorio vigente estipula esta obligatoriedad para los agentes compradores. En este sentido, se cita lo siguiente:</p> <p>Artículo 15, Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE): <i>“Las empresas distribuidoras deben tener cubierta, con contratos de capacidad firme y energía con generadores, su demanda máxima de potencia <u>más el margen de reserva que se establezca en el</u></i></p>	<p>➤ Se modifica texto del cuarto párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: El Operador del Sistema sumará las curvas de carga típicas de los agentes, incrementadas por las pérdidas...</p> <p>Versión final: 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...</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>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 de las demandas de los diferentes agentes compradores considerados con base en la expresión siguiente.</p> <p>Donde Pmaxist 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 Dmaxi 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 fCi es el factor de contribución de ese agente. El producto fCi×Dmaxi 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.</p> $RF_i = (1+M) \times fC_i \times D_{maxi}$ <p>Donde RFi es el requerimiento de potencia firme del agente comprador i, y M es el margen de reserva.</p> <p>El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme</p>		<p>reglamento hasta el final del siguiente año calendario como mínimo.”</p> <p>Definiciones, Reglamento de la LGIE. “Requerimiento de potencia firme: Demanda Firme determinada por el Operador del Sistema 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.”</p>	

6.1.20 Artículo 20

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	Pareciere que todo está demás, ya que la Norma Técnica de Contratos obliga a hacer esas declaraciones, sólo el último párrafo podría ser que aporte a la forma de hacer la verificación.	Pareciere que todo está demás, ya que la Norma Técnica de Contratos obliga a hacer esas declaraciones, sólo el último párrafo podría ser que aporte a la forma de hacer la verificación.	La modificación sugerida no se encuentra en consonancia con la propuesta de consulta pública ya que la redacción actual hace más afable el entendimiento del articulado evitando la ambigüedad en la interpretación.	No conlleva modificación al texto del artículo.

6.1.21 Artículo 21

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Artículo 21. Al final de cada mes, el Operador del Sistema determinará la potencia firme que tuvo disponible (Fm) cada central que forma parte del parque de generación del SIN, la cual se designará como Fm, donde el índice m identifica el mes.</p> <p>En el proceso para determinar la potencia que una central tuvo disponible durante el mes m, el Operador del Sistema considerará las siguientes causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio 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 de distribución mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con</p>	<p>Se propone mejora en la redacción inicial de esta disposición ya que este artículo es para determinar la disponibilidad de la central y no para determinar la potencia firme de la central.</p> <p>Considerar que resulta incongruente el inciso “(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio 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 con lo indicado en Donde Dm 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 dentro del período crítico. Se recomienda cambiar a periodo crítico el inciso (1)</p> <p>Es importante incluir excepciones de eventos de caso fortuito y fuerza mayor que son eventos que no son imputables al agente generador y que a la vez no debería ser considerado en las causas de reducción de disponibilidad.</p> <p>Se recomienda que la primera sumatoria se aplicable solo a los meses donde ocurra el máximo requerimiento térmico y</p>	<p>Se considera razonable lo indicado sobre mejora requerida en la redacción del artículo, por lo cual se modifica el texto del primer párrafo a modo de eliminar inconsistencia con lo establecido en el artículo 22, específicamente lo referente a la variable “Fm”.</p> <p>Lo indicado sobre la inconsistencia entre la declaración de la causa de reducción de disponibilidad 1 y lo dispuesto en la fórmula de cálculo, resulta aceptable, por lo cual se corrige texto de la declaración de esta causa en lo referente a "período de máximo requerimiento térmico" por "período "crítico del sistema representativo del mes m". Adicionalmente, se aclara en el artículo que esta causa de reducción de disponibilidad 1 debe corresponder al mantenimiento programado y realizado, de modo que en la determinación del factor de disponibilidad mensual (Dm) únicamente se consideren reducciones de capacidad asociadas a esta causa solo si los mantenimientos mayores o menores programados en el mes fueron ejecutados.</p> <p>Se considera que lo expresado sobre no tomar en cuenta eventos asociados a fuerza mayor o caso</p>	<p>➤ Se modifica texto del primer párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: Artículo 21. Al final de cada mes, el Operador del Sistema determinará la potencia firme que tuvo disponible (Fm) cada central que forma parte del parque de generación del SIN, la cual se designará como Fm, donde el índice m identifica el mes.</p> <p>Versión final: Artículo 21. 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.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica la declaración de la causa de reducción de disponibilidad 1 y texto del último párrafo en lo referente a esta causa.</p> <p>Versión inicial: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio 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...</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;</p> <p>Un parámetro clave para esa determinación será el factor de disponibilidad mensual.</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente: 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 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.</p>	<p>a efecto de lograrlo se sugiere incluir en el texto que sea solo aplicable a esto.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p>	<p>fortuito en las reducciones de disponibilidad de la central no presenta argumentos que permitan identificar causas específicas que deberían ser excluidas por el Operador del Sistema para propósitos de determinar la disponibilidad de una central generadora de manera inequívoca.</p> <p>Respecto de lo recomendado sobre que las reducciones de capacidad asociadas a la causa 1 (mantenimiento programado) únicamente se consideren en los meses donde ocurra el máximo requerimiento térmico, no se identifica justificación brindada por el usuario que respalde tal recomendación. Adicionalmente, es necesario aclarar que bajo esta causa se pueden encontrar tanto reducciones de capacidad por mantenimientos mayores, así como reducciones de capacidad por mantenimientos menores realizados en el mes, por lo cual se considera importante representar su peso en la disponibilidad de la central mes a mes.</p> <p>Como mejora en la redacción se modifica declaración de la causa de reducción de disponibilidad 4 para ser consistente con lo resuelto en el artículo 11. Adicionalmente, se realiza mejora en la declaración de la variable H_m.</p>	<p>...La primera sumatoria corresponde a todas las reducciones de disponibilidad de la central registradas en el mes m por causa de mantenimientos programados dentro del período crítico...</p> <p>Versión final: (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...</p> <p>...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...</p> <p>----- ➤ Se modifica la declaración de la causa de reducción de disponibilidad 4.</p> <p>Versión inicial: (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;</p> <p>Versión final: (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;</p> <p>----- ➤ Se readecua declaración de la variable H_m.</p> <p>Versión inicial: H_m son las horas del mes.</p> <p>Versión final: H_m son las horas del mes m.</p>

6.1.22 Artículo 22

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1el promedio de la potencia generada por la central incluyendo la potencia no generada por restricciones técnicas de seguridad operativa del sistema, descontando el consumo propio, durante el periodo crítico del mes.	Es importante considerar esta situación de restricciones técnicas ocasionadas por restricciones técnicas de seguridad operativa.	Se considera que la operación de una central comprometiendo la seguridad operativa de un sistema no aporta potencia firme para este sistema; por lo tanto, no se modifican las disposiciones del artículo.	No conlleva modificación al texto del artículo.
2	Se propone que el Operador del Sistema tome el valor real del mes actualizado ($F_m = D_m \times K$), siendo este el ítem (2) que se expresa en el artículo 22 y no el menor valor entre el anual y el antes mencionado	Se recomienda tomar el valor del mes, debido a que representa el dato real del mes de facturación y los meses acumulados hasta dicho mes de facturación tal y como establece la formula del artículo 22 ($F_m = D_m \times K$)	La remuneración por potencia firme de una central tiene como finalidad reconocer la potencia que esta puede garantizar durante el período crítico del sistema, es decir, el período del año en que el sistema se encuentra mayormente estresado por falta de capacidad de generación que permita garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.	No conlleva modificación al texto del artículo.
3	Observación No.1: Modificar el penúltimo párrafo a efectos de leerse de la manera siguiente: "En el caso 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 podrá realizar el cálculo de la potencia firme disponible sólo para la parte del mes en que la central haya estado en operación, sin embargo, para efectos de este cálculo, el número de horas mensuales o de horas críticas serán siempre las horas totales contenidas en el mes, y para	Justificación No.1: No resulta propio pagar la potencia firme completa si la central no estuvo funcionando todo el mes, esto distorsiona las señales de mercado y desdibuja la capacidad efectiva de aporte de potencia al sistema. Justificación No.2: Habilitar para que se reconozca potencia firme disponible dentro del año para contratos de respaldo, una vez esta nueva capacidad entre al mercado, esto	Respecto de la observación 1, lo expuesto resulta razonable, por lo cual se modifica texto del artículo para aclarar que en este caso la potencia firme definida para la central en el mes en cuestión debe ser proporcional al tiempo en que se encontró operando. En relación con la observación 2, es importante hacer énfasis en que toda nueva central o	➤ Se modifica texto del penúltimo párrafo del artículo. Versión inicial: En el caso 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 podrá realizar el cálculo de la potencia firme disponible solo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>las centrales térmicas sólo proporcionalmente a las horas en que se mantuvo disponible.”</p> <p>Observación No.2: Modificar el último párrafo a efectos de leerse de la manea siguiente: “Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema, que haya iniciado operación antes de los primeros 15 días del período de máximo requerimiento térmico, y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología.</p> <p>De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme en los casos siguientes: 1) Con nuevos consumidores calificados que inicien operaciones dentro del año; o, 2) Mediante un contrato de respaldo y solo por los montos de potencia firme contratada. En caso de tener potencia firme adicional, no será tomada en consideración.</p> <p>Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos según corresponda.”</p>	<p>considerando que la central contratante efectivamente estuvo haciendo frente a los compromisos de potencia firme.</p> <p>En el caso de nuevos consumidores, de igual forma cuando se crea la necesidad al estar disponible la planta generadora, es merecido reconocer la parte de la potencia firme contratada, pero no más, ya que no estuvo en periodo crítico.</p>	<p>ampliación de central existente que programe entrar en operación en el año de estudio debe proporcionar al Operador del Sistema, con la anticipación suficiente, toda la información requerida para ser incluida en la simulación de la operación del sistema y determinar su valor de potencia firme. No obstante, para contemplar casos excepcionales que pueden ocurrir durante el año de estudio, se readecuan las disposiciones del presente artículo en lo referente a centrales o ampliaciones de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme aplicable. Se estipula lo siguiente:</p> <p>“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.”</p>	<p>Versión final: En el caso 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.</p> <p>----- ➤ Se modifica disposiciones del último párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema y que haya iniciado operación antes del inicio del período de máximo requerimiento térmico y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología. De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme (1) con nuevos consumidores calificados o (2) mediante un contrato de respaldo siempre que haya iniciado operación antes de haber transcurrido los últimos dos meses del período de máximo requerimiento térmico. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos.</p> <p>Versión final: 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.</p>
4	<p>Artículo 22. Para determinar la potencia firme que durante el mes m una central térmica que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa mezclada con 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 del último año, o (2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>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.</p> <p>Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se define como período crítico del mes aquellas horas del mes m que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico derivado de la aplicación del artículo 10 de esta norma.</p> <p>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 generada por la central, durante el período crítico del mes.</p> <p>Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central hidroeléctrica, el Operador del</p>	<p>Se propone mejorar la redacción:</p> <p>Existe una contradicción entre la disposición que indica .”(2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión” y “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”; ya que establece disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m y en el inciso siguiente una disponibilidad mensual de la central.</p> <p>Se propone mejorar la redacción:</p> <p>Se considera que en el punto de medición ya se obtienen los valores de potencia neta por tanto, ya se encuentra descontado el consumo propio.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Referente a las condiciones de determinación de potencia firme a una planta que haya iniciado operación antes del inicio del máximo requerimiento térmico y no este contemplada en el informe definitivo de PF, se considera que dichas condiciones pueden resultar rígidas y limitativas, debido a que el acto de que una planta entre en operación antes del inicio del periodo de máximo requerimiento térmico no es equivalente a que no pueda proveer potencia firme al sistema; se sugiere aplicar la metodología de la presente norma tomando en cuenta el aporte que la planta realiza al sistema (en contratos o desvíos de potencia) y en todo caso si la planta se encuentra contratada que sea un elemento a considerar en el cálculo de PF de dicha planta. Adicionalmente en las condiciones contractuales no se contempla la posibilidad que sea un contrato con la distribuidora.</p>	<p>Respecto de lo indicado sobre que existe una contradicción en el numeral 2 referente a la metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual de centrales térmicas y geotérmicas, como fe de errata se aclara que el factor de disponibilidad debe corresponder al calculado para el mes m conforme al artículo 21 y no un “factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m”, razón por la cual se rectifica texto del artículo.</p> <p>Respecto de lo indicado sobre que “en el punto de medición ya se obtienen los valores de potencia neta por tanto, ya se encuentra descontado el consumo propio”, se considera que no está de más aclarar que los valores de energía a utilizar en el cálculo de la potencia firme disponible mensual deben corresponder a valores netos, es decir, que no deben incluir el consumo propio de la central.</p> <p>Como mejoras de redacción se realiza modificación de forma en el numeral 2 referente a la metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual de las centrales eólicas y solares, y se modifica en el artículo el término “central que utiliza biomasa mezclada con combustibles fósiles” por “central que utiliza biomasa más combustibles fósiles”. Adicionalmente, se readecua literal b referente a la metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación, para mantener consistencia con lo resuelto en los artículos 14 y 17.</p> <p>Respecto de lo indicado sobre que las condiciones para la determinación de potencia firme de</p>	<p>➤ Se modifica texto del numeral 2 referente a la metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual de centrales térmicas y geotérmicas.</p> <p>Versión inicial: (2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>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.</p> <p>Versión final: (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:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>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.</p> <p>----- ➤ Se modifica numeral 2 referente a la metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual de las centrales eólicas y solares.</p> <p>Versión inicial: (2) el promedio de la potencia generada por la central, descontando el consumo propio, durante el período crítico del mes.</p> <p>Versión final:</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:</p> <p>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.</p> <p>b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la sumatoria de la energía neta generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central durante el período crítico del mes y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico del mes.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En el caso 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 podrá realizar el cálculo de la potencia firme disponible solo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.</p> <p>Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema y que haya iniciado operación antes del inicio del período de máximo requerimiento térmico y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología. De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme (1) con nuevos consumidores calificados o (2) mediante un contrato de respaldo siempre que haya iniciado operación antes de haber transcurrido los últimos dos meses del período de máximo requerimiento térmico. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos.</p>	<p>Tomar en cuenta a la vez, que esa condición limitativa podría ser tomada como una señal de no inversión para entrar al mercado eléctrico hondureño para un potencial inversionista, el cual, no asumiría el riesgo de entrar sin potencia firme, aunque pueda brindarla; se sugiere considerar dicha limitación con el efecto adverso para el déficit de generación que sufre el país en la actualidad.</p>	<p>centrales que no están contempladas en el informe definitivo de potencia firme pueden resultar rígidas y limitativas debido a que <i>“el acto de que una planta entre en operación antes del inicio del periodo de máximo requerimiento térmico no es equivalente a que no pueda proveer potencia firme al sistema”</i>, es importante hacer énfasis en que toda nueva central o ampliación de central existente que programe entrar en operación en el año de estudio, debe proporcionar al Operador del Sistema, con la anticipación suficiente, toda la información requerida para ser incluida en la simulación de la operación del sistema y determinar su valor de potencia firme. No obstante, para contemplar casos excepcionales que pueden ocurrir durante el año de estudio, se readecuan las disposiciones del presente artículo en lo referente a centrales o ampliaciones de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme aplicable. Se estipula lo siguiente:</p> <p>“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 disponen los artículos 11 y 13 según corresponda.”</p>	<p>(2) el promedio de la potencia neta horaria generada por la central durante el período crítico del mes.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica texto del primer párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ...o una central que utiliza biomasa mezclada con combustibles fósiles y que opera todo el año...</p> <p>Versión final: ...o una central que utiliza biomasa más combustibles fósiles y que opera todo el año...</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica literal b referente a la metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación.</p> <p>Versión inicial: b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la sumatoria de la energía neta generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central durante el período crítico del mes y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico del mes.</p> <p>Versión final: 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.</p> <p>-----</p> <p>➤ Se modifica disposiciones del último párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial. Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema y que haya iniciado operación antes del inicio del periodo de máximo requerimiento térmico y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología. De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme (1) con nuevos consumidores calificados o (2) mediante un contrato de respaldo siempre que haya iniciado operación antes de haber transcurrido los últimos dos meses del período de máximo requerimiento térmico. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos.</p> <p>Versión final: 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 disponen los artículos 11 y 13 según corresponda.</p>
5	Eliminar en este artículo la tecnología solar.	No ofrecen potencia firme debido a su naturaleza variable y que no se encuentra disponible durante la noche cuando es el máximo el pico de demanda.	No se considera aceptable eliminar la tecnología solar, ya que será el mismo período crítico resultante lo que definirá si la tecnología de generación aporta o no firmeza en el momento en que el sistema se encuentra más exigido.	No conlleva modificación al texto del artículo.

6.1.23 Artículo 23

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Artículo 23. 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.</p> <p>Las demandas registradas serán incrementadas para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolas entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior.</p> <p>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.</p> <p>En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido considerado en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores y que se haya incorporado durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema, 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 que constituya su requerimiento de potencia firme del informe definitivo de requerimientos de potencia firme de agentes compradores.</p>	<p>Considerar igualmente el escenario si un consumidor calificado es autorizado para realizar transacciones en el MEN previo al inicio del periodo de máximo requerimiento térmico del sistema. Se propone redacción para tal caso</p> <p>Tal como está redactado se interpreta que un consumidor calificado, aunque entre posteriormente no debe proceder a contratar su requerimiento de potencia y pagar los productos regulados por la LGIE, lo cual estaría erróneo, debido a que estos consumidores calificados al participar en el Mercado Eléctrico Nacional son considerados como Agentes para todos los efectos de derechos y obligaciones de conformidad al artículo 13 y 16 del RLGIE. Se propone redacción para tal caso.</p>	<p>Se consideran razonables los puntos planteados ya que se encuentran en consonancia con el objeto de análisis de la presente Consulta Pública. En este sentido se readecuan las disposiciones del artículo.</p>	<p>➤ Se modifica texto del último párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido considerado en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores y que se haya incorporado durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema, 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 que constituya su requerimiento de potencia firme del informe definitivo de requerimientos de potencia firme de agentes compradores.</p> <p>Versión final: 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.</p>

6.1.24 Artículo 24

Únicamente se recibió un comentario sobre este artículo, el cual fue designado como no admisible.

6.1.25 Artículo 25

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Artículo 25. Los desvíos de potencia firme determinados por el Operador del Sistema serán liquidados en el mercado de oportunidad.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>La CREE si se debe mantener desvíos de potencia firme o mejor sustituirlo por desvíos de potencia debido a la conveniencia del mercado eléctrico nacional</p>	<p>No se acepta lo sugerido por el usuario debido a que no se encuentra en consonancia con lo establecido en el ROM, donde el término utilizado es "desvíos de potencia firme" y no "desvíos de potencia".</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>			

6.1.26 Artículo 26

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
1	<p>Consulta: En qué momento se debe hacer efectiva la liquidación con los nuevos cálculos, ¿una vez publicado el informe definitivo de potencia firme?, o ¿se hará un ajuste de ser necesario a partir del mes en que la norma fue publicada?</p> <p>A estos efectos, se debe considerar la necesidad de modificar las disposiciones contenidas en el Artículo 15 del ROM.</p>	<p>Consulta: En qué momento se debe hacer efectiva la liquidación con los nuevos cálculos, ¿una vez publicado el informe definitivo de potencia firme?, o ¿se hará un ajuste de ser necesario a partir del mes en que la norma fue publicada?</p> <p>A estos efectos, se debe considerar la necesidad de modificar las disposiciones contenidas en el Artículo 15 del ROM.</p>	<p>Los cálculos de liquidación deberán realizarse a partir del mes subsiguiente a la entrada en vigencia de las modificaciones a la norma.</p> <p>Con el propósito de que el artículo cuente con una mayor claridad, se realiza modificación de redacción</p>	<p>➤ Se modifica texto del tercer párrafo del artículo.</p> <p>Versión inicial: ...En el caso de que luego de revisado los informes correspondientes existieran modificaciones a su contenido, el Operador del Sistema deberá publicar sus modificaciones a más tardar 30 días calendario luego de la modificación de la presente norma técnica.</p> <p>Si luego de publicado los informes modificados los Agentes Productores o Agentes Compradores, en su caso, se consideren afectados deberán seguir el procedimiento y plazos establecidos en el artículo 14 del ROM referente a las alegaciones y la resolución de controversias en la emisión del Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.</p> <p>Versión final: 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.</p>
2	<p>Artículo 26. En caso de que exista una modificación a la presente norma y el Operador del Sistema haya publicado el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras o el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores, el Operador del Sistema debe revisar los valores de los informes en referencia a fin de determinar si se hace necesaria su actualización.</p> <p>En el caso de que luego de revisado los informes correspondientes existieran modificaciones a su contenido, el Operador del Sistema deberá publicar sus modificaciones</p>	<p>Se considera que debe procurarse no indicarse en normas disposiciones que pueden resultar contrarias a lo indicado en la Constitución de la República, ya que el revisar valores ya establecidos en el pasado utilizando una norma que fue modificada en el futuro puede interpretarse como retroactividad de la ley; debido a que el artículo 96 de la Constitución de la República indica que la ley no tiene efecto retroactivo, excepto en materia penal. Es decir, pese a que el Operador del Sistema tiene la facultad de actualizar los informes, no tiene la facultad de actualizar aplicando retroactivamente una norma. Tomar en consideración igualmente que para la determinación de potencia firme de</p>	<p>Lo argumentado no es procedente. En ese sentido resulta necesario esclarecer la definición de la palabra "retroactivo" para una mejor comprensión, de acuerdo con el diccionario prehispánico del español jurídico se entiende por Retroactivo – Situación surgida cuando la regulación establecida en una norma o la doctrina sentada en una sentencia se aplica a situaciones surgidas o hechos acontecidos en el pasado- Partiendo de esta premisa, el artículo 26 genera un cambio a futuro sin involucrar una afectación en las decisiones pasadas.</p>	<p>No conlleva modificación al texto del artículo, producto de este comentario.</p>

Número	Comentario	Justificación	Respuesta	Modificación al artículo
	<p>a más tardar 30 días calendario luego de la modificación de la presente norma técnica.</p> <p>Si luego de publicado los informes modificados los Agentes Productores o Agentes Compradores, en su caso, se consideren afectados deberán seguir el procedimiento y plazos establecidos en el artículo 14 del ROM referente a las alegaciones y la resolución de controversias en la emisión del Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.</p>	<p>las centrales también conlleva el requerimiento de potencia firme de la demanda junto con la reserva, lo cual obliga a la distribuidora y consumidores calificados a la contratación de los mismos, por tanto, al aplicar este artículo la distribuidora y consumidores calificados estarían en posible incumplimiento automático de la LGIE y su reglamento. Se recomienda eliminar este artículo.</p>		

6.2 Anexo II

La presente sección muestra las modificaciones adicionales realizadas por esta Comisión en ciertos artículos de la norma, puestos en consulta pública, y su respectiva justificación.

6.2.1 Modificaciones adicionales artículo 5

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	<p>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. 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.</p>	<p>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.</p>	<p>Se agrega texto aclaratorio dado que los porcentajes requeridos de contratación de requerimientos de potencia firme de los agentes comprados se encuentran establecidos en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.</p>

6.2.2 Modificaciones adicionales artículo 6

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	<p>El Operador del Sistema 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.</p>	<p>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...</p>	<p>Se realiza modificación al segundo párrafo del artículo eliminando la palabra “insuficiencia” en vista que el artículo 8 especifica claramente que la simulación del despacho económico del sistema debe realizarse sin incluir la red.</p>

6.2.3 Modificaciones adicionales artículo 8

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	<p>...</p> <p>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 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.</p>	<p>...</p> <p>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</p>	<p>Se realiza mejora en la redacción.</p> <p>Se considera adecuado hacer referencia a “período de máximo requerimiento térmico” que corresponde a semanas, en lugar “período crítico” que hace referencia a horas específicas.</p>

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
	Quando 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 ...	potencia firme. Quando 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 ...	

6.2.4 Modificaciones adicionales artículo 10

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	...el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el período crítico del sistema...	...el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el período crítico del sistema del año de estudio ...	Se realiza mejora de redacción en el primer párrafo del artículo para brindar una mayor claridad que el procedimiento corresponde a la determinación del período crítico del sistema para el informe anual de potencia firme.

6.2.5 Modificaciones adicionales artículo 11

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	<p>...El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio 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...</p> <p>El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida solo a mantenimiento programado con la expresión siguiente:</p> $\Delta DM = \sum_{i=1}^{NM} \frac{HM_i \times \frac{RM_i}{K}}{HA}$ <p>Donde NM es el número de intervenciones de mantenimiento programado incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HM_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en la ocasión i; RM_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i; K es la potencia efectiva de la central; y HA es el número de horas del año en estudio...</p> <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p> $D = 1 - \sum_{i=1}^{NM} \frac{HM_i \times \frac{RM_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{2HA}$	<p>...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...</p> <p>El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:</p> $\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$ <p>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 período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados...</p> <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p> $D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$	<p>Se readecuan disposiciones referentes a la causa de reducción de disponibilidad 1 en vista que el plan anual de mantenimientos programados para cada año siguiente únicamente contempla los mantenimientos mayores a realizar a las centrales, quedando de fuera los mantenimientos menores, ya que su programación es durante el curso del año. En este sentido, se considera necesario incluir el efecto de los mantenimientos menores históricos en el factor de disponibilidad promedio anual de las centrales generadoras.</p> <p>Para diferenciar las modificaciones adicionales respecto de las modificaciones por comentarios resueltos, se subrayan estas últimas en el texto (versión inicial y versión final).</p>
2	3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal ...	(3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas ...	Se readecua disposición respecto de la tercera causa de reducción de disponibilidad para contemplar cualquier reducción temporal de capacidad de la central que no esté asociada a mantenimientos

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
			programados, indisponibilidades forzadas o una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía.
3	El Operador del Sistema pondrá el valor de ΔDT en su base de datos sobre las centrales como un parámetro característico de cada central, válido para el año para el cual calcula la potencia firme, a fin de utilizarlo posteriormente en la determinación de la potencia firme disponible de la central durante cada mes del año.	Eliminado.	Se elimina texto del artículo en vista que dadas las modificaciones realizadas a la norma técnica se considera sin lugar.

6.2.6 Modificaciones adicionales artículo 12

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	...El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes...	...El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central por los medios siguientes...	Se modifica texto del primer párrafo del artículo para mantener consistencia con lo indicado en el segundo párrafo de este “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”. Adicionalmente, porque se considera que el Operador del Sistema debe registrar y monitorizar tanto la potencia efectiva total de la central, así como la de cada unidad generadora que la compone.
2	d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva...	...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...	Se considera que lo adecuado es solicitar a la central que produzca la máxima potencia que le es posible producir en el momento dado en lugar de específicamente la potencia efectiva que fue determinada para esta.

6.2.7 Modificaciones adicionales artículo 14

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación <u>diaria, semanal o mensual</u> : a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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 <u>diaria o semanal</u> : 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.	Adicional a las modificaciones realizadas en el artículo por comentarios resueltos (ver Anexo I), producto de análisis realizados sobre la metodología de cálculo para la determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación, se optó por mejorar el proceso de selección de la serie hidrológica que sirve de referencia para determinar los parámetros requeridos para efectuar dicho cálculo. Se considera que lo adecuado es que su selección se base en lo que sucede en todo el período de máximo requerimiento térmico, es decir a lo largo de las 12 semanas que lo componen, en lugar de basarse únicamente en el período crítico que se encuentra dentro de este, y el cual corresponde a horas específicas. Para diferenciar las modificaciones adicionales respecto de las modificaciones por comentarios resueltos, se subrayan estas últimas en el texto (versión inicial y versión final).
2	3. Hidroeléctricas con embalses de regulación <u>anual o plurianual</u> : a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, 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.	3. Hidroeléctricas con embalses de regulación <u>mensual, anual o plurianual</u> : 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	Adicional a las modificaciones realizadas en el artículo por comentarios resueltos (ver Anexo I), producto de análisis realizados sobre la metodología de cálculo para la determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación, se optó por mejorar el proceso de selección de la serie hidrológica que sirve de referencia para determinar los parámetros requeridos para efectuar dicho cálculo. Se considera que lo

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
		identificada en el literal precedente.	<p>adecuado es que su selección se base en lo que sucede en todo el período de máximo requerimiento térmico, es decir a lo largo de las 12 semanas que lo componen, en lugar de basarse únicamente en el período crítico que se encuentra dentro de este, y el cual corresponde a horas específicas.</p> <p>Para diferenciar las modificaciones de forma respecto de las modificaciones por comentarios resueltos, se subrayan estas últimas en el texto (versión inicial y versión final).</p>

6.2.8 Modificaciones adicionales artículo 19

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	...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.	...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.	Se adicionada disposición al artículo referente al caso en que un consumidor calificado no presente ante el Operador del Sistema la información requerida para determinar su requerimiento de potencia firme.
2	<p>...El Operador del Sistema 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.</p> <p>El Operador del Sistema determinará los factores de contribución de las demandas de los diferentes agentes compradores considerados con base en la expresión siguiente.</p> $Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$ <p>Donde $Pmax_{sist}$ 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 $Dmax_i$ 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...</p>	<p>El Operador del Sistema determinará los factores de contribución (fC_i) 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> $Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$ <p>Donde $Pmax_{sist}$ 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 $Dmax_i$ 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.</p>	Se realizan mejoras en la metodología que se debe aplicar para determinar los factores de contribución de los agentes compradores en vista que en la versión inicial de la norma dicha metodología estaba incompleta.

6.2.9 Modificaciones adicionales artículo 21

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	(2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas de distribución mencionadas en el numeral anterior...	(2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior...	Se readecua la declaración de la causa de indisponibilidad 2 para mantener consistencia con el artículo 11.
2	(3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal ...	(3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas ...	Al igual que con el artículo 11, se readecua disposición respecto de la tercera causa de reducción de disponibilidad para contemplar cualquier reducción temporal de capacidad de la central que no esté asociada a mantenimientos programados, indisponibilidades forzadas o una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía.
3	<p>Artículo 21. Al final de cada mes, el Operador del Sistema determinará la potencia firme que tuvo disponible (F_m) cada central que forma parte del parque de generación del SIN, la cual se designará como F_m, donde el índice m identifica el mes.</p> <p>En el proceso para determinar la potencia que una central tuvo disponible durante el mes m, el Operador del Sistema</p>	<p>Artículo 21. 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.</p> <p>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</p>	<p>En adición a las modificaciones realizadas producto de los comentarios resueltos (ver Anexo I) y a la modificación adicional presentada en esta tabla como punto 1, se realizan modificaciones de forma al texto del artículo para brindar una mayor claridad.</p> <p>Para diferenciar las modificaciones adicionales respecto del otro tipo de modificaciones indicadas, se subrayan estas</p>

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
	<p>considerará las siguientes causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente 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 de distribución mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;</p> <p>Un parámetro clave para esa determinación será el factor de disponibilidad mensual.</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente...</p>	<p>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 de distribución mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad 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;</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente...</p>	últimas en el texto (versión inicial y versión final).

6.2.10 Modificaciones adicionales artículo 22

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1		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.	Se considera importante proveer el caso en que suceda una actualización del valor de potencia efectiva de una central, por lo cual se adiciona disposición en el artículo.
2	Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se define como período crítico del mes aquellas horas del mes m que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico derivado de la aplicación del artículo 10 de esta norma.	Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se definirá el periodo 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.	Se considera necesario realizar mejoras de redacción para clarificar cómo se debe definir el periodo crítico mensual a considerar en la determinación de la potencia firme disponible de las centrales generadoras.

6.2.11 Modificaciones adicionales artículo 24

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1	En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido incluido en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, se incorporó durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema y presentó su declaración jurada de proyección mensual de demanda máxima horaria, una vez finalizado el período de máximo requerimiento térmico determinado en dicho informe , 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.	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. Previo aprobación de la CREE, el Operador del Sistema, de considerarlo necesario, podrá readecuar la metodología descrita o plantear una metodología distinta.	Se considera necesario realizar mejoras de redacción para clarificar las disposiciones del presente artículo que refieren a ajustes requeridos en las liquidaciones por desvíos de potencia de ciertos agentes compradores. Adicionalmente, brindarle al Operador del Sistema la potestad de realizar este ajuste bajo la metodología que resulte más adecuada.

6.3 Anexo III

La presente sección muestra las disposiciones transitorias incluidas en la norma técnica por consideración de esta Comisión.

6.3.1 Adición artículo 27 “Disposición transitoria”

Número de modificación	Versión inicial	Versión final	Justificación
1		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.	Se adiciona disposición transitoria en vista que se considera necesario establecer el deber de las empresas generadoras sobre presentar, con suficiente anticipación, los planes de mantenimiento a considerar por el Operador del Sistema en la simulación del despacho económico del sistema y cálculos de potencia firme del informe. Esto, mientras se readecuen las disposiciones del ROM y de la Norma Técnica de Mantenimientos, en lo relativo a la fecha de presentación de solicitudes de planes de mantenimientos mayores.