

## Consulta pública “Modificaciones a la Norma Técnica de Potencia Firme”

El presente documento contiene la propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Potencia Firme, mediante modificación de los artículos 1 al 6 y del 8 al 25 así como la adición del artículo 26. De los anteriores artículos, se integraron los artículos 12 y 13 en un nuevo artículo 12. Asimismo, se estableció un nuevo artículo 13 con parte del contenido del artículo 11 vigente.

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
Alcance	1	<p><b>Artículo 1.</b> El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema (ODS), aplicará para:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).</li> <li>Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras, y consumidores calificados.</li> <li>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.</li> </ol> <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, e incrementada nuevamente por el margen de reserva reglamentario.</p>	<p><b>Artículo 1.</b> El objeto de esta norma técnica es definir la metodología que el Operador del Sistema aplicará para:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).</li> <li>Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras, y consumidores calificados.</li> <li>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.</li> </ol> <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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
Definición del período crítico del sistema	2	<p><b>Artículo 2.</b> El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en el que es máxima la cantidad de energía compuesta por los tres elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad de energía se designa en la presente norma como “máximo requerimiento térmico.” El ODS identificará el lapso de tiempo en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.</p>	<p><b>Artículo 2.</b> 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>
Informes de Potencia Firme y de Requerimientos de Potencia Firme	3	<p><b>Artículo 3.</b> El ODS determinará la potencia firme de cada central generadora del SIN y el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores como se describe en la presente norma, y publicará los valores resultantes a más tardar el 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).</p> <p>Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes serán válidos para el año siguiente. Para la elaboración de los informes, el ODS seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.</p>	<p><b>Artículo 3.</b> 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>
Derechos de las centrales generadoras	4	<p><b>Artículo 4.</b> Cada central generadora tendrá el derecho durante ese año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el ODS haya determinado para ella. Un agente productor podrá vender la potencia firme de sus centrales mediante contratos a empresas distribuidoras, comercializadoras, consumidores calificados y a otros agentes productores, incluyendo a agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER.</p>	<p><b>Artículo 4.</b> Cada central generadora tendrá el derecho durante el año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el Operador del Sistema haya determinado para ella. Un agente productor podrá vender la potencia firme de sus centrales mediante contratos a empresas distribuidoras, consumidores calificados y a otros agentes productores, incluyendo a agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER.</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		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.	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.
Obligación de contratación de potencia firme por parte de agentes compradores	5	<p><b>Artículo 5.</b> Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada potencia firme con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, para cubrir su requerimiento de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional, y el agente comprador nacional deberá presentar prueba al ODS de que ese agente vendedor tiene efectivamente la potencia firme que ofrece al agente comprador nacional. Esa certificación debe ser emitida por la autoridad competente del país del agente productor, de conformidad con lo que al respecto dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.</p>	<p><b>Artículo 5.</b> 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>
Definición de causas de indisponibilidad de capacidad	6	<p><b>Artículo 6.</b> Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. El uso de una porción de la capacidad de la central para generar electricidad para su servicio propio.</li> <li>b. La salida de servicio durante ciertos períodos, para mantenimiento preventivo programado, de unidades generadoras o de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona.</li> <li>c. Las indisponibilidades forzadas de unidades generadoras o las fallas de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona.</li> <li>d. Las reducciones de capacidad debidas a degradación física temporal de las unidades generadoras.</li> </ul>	<p><b>Artículo 6.</b> 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>e. Las reducciones de capacidad debidas a interrupciones, atrasos, o reducciones en el aporte de la fuente primaria de energía, como combustible, fuerza hidráulica, radiación solar, viento, energía de un campo geotérmico, etc.</p> <p>Para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, el ODS no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, fallas o salida de servicio para mantenimiento, de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona.</p>	
Bases para el cálculo de potencia firme del informe	8	<p><b>Artículo 8.</b> Como base para el cálculo de las potencias firmes de las centrales generadoras para el año siguiente, el ODS simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red. La simulación incluirá la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas.</p> <p>El ODS hará la simulación para etapas sucesivas de un mes o de una semana. Inicialmente, hará la simulación para etapas mensuales y posteriormente las realizará para etapas semanales, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta norma.</p> <p>El ODS usará la proyección de la demanda que haya utilizado para la planificación operativa de largo plazo del año en estudio y representará la demanda proyectada de cada etapa en forma de una curva monótona de carga con al menos cinco bloques. El primer bloque corresponderá a la demanda máxima de potencia del sistema en la etapa correspondiente.</p>	<p><b>Artículo 8.</b> 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el ODS aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el Anexo 3 de dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.</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 ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.</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, el ODS calculará la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en un lapso de tiempo de la misma duración, a partir de la entrada en operación del proyecto, considerando dentro de ese lapso los mismos bloques uniformes de horas a que se refiere el artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico.</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. Esos escenarios consistirán, para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales promedio mensual o semanal, en metros cúbicos por segundo, generados sintéticamente; y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. El ODS utilizará para generar las series sintéticas en ambos casos programas de cómputo apropiados. El ODS deberá proponer dichos programas a la</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, 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.	Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, de la simulación del despacho económico deberán obtenerse resultados del nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.
Definición del período de máximo requerimiento térmico	9	<p><b>Artículo 9.</b> La simulación del despacho económico para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energía generadas por cada central en cada etapa semanal o mensual para cada escenario. Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, los resultados incluirán el nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.</p> <p>Con base en esos resultados, el ODS determinará en primer lugar para cada etapa, mensual o semanal según el caso, en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2 anterior: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación en relación con la demanda.</p> <p>Posteriormente, el ODS determinará el valor promedio, calculado sobre los 100 escenarios, de esa cantidad de energía para lapsos de tiempo definidos como sigue:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. cuando la simulación se haga en etapas mensuales, el ODS calculará el promedio para cada uno de los 12 meses del año;</li> <li>b. cuando la simulación se haga en etapas semanales, el ODS calculará el promedio para cada uno de 48 conjuntos de cinco semanas consecutivas cada uno, tomando cada semana del año como la primera de cada conjunto de cinco, excepto por las últimas cuatro semanas del año. La primera semana del año comenzará el primer lunes de enero y la última semana del año comenzará el último lunes de diciembre.</li> </ol>	<p><b>Artículo 9.</b> 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"> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>5. Finalmente, los tres conjuntos descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema.</li> </ol>



Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		El ODS identificará el mes, o el conjunto de cinco semanas consecutivas, para el cual es máximo dicho promedio, calculado sobre los cien escenarios, designado como máximo requerimiento térmico.	
Determinación del período crítico del sistema	10	<p><b>Artículo 10.</b> Una vez determinado el lapso de tiempo en que se produce el máximo requerimiento térmico, el ODS deberá calcular para cada hora de ese lapso el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:</p> $M_t = \left( \sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$ <p>Donde <math>M_t</math> es el margen de reserva en la hora <math>t</math>, <math>N</math> es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico, <math>P_{it}</math> es la potencia disponible de la central <math>i</math> en la hora <math>t</math>, y <math>R_t</math> es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el ODS para la hora <math>t</math> del año de interés. A los efectos de este cálculo, el ODS considerará la importación neta como una central del sistema. El ODS tomará como potencia disponible de cada central, su potencia efectiva multiplicada por su factor de disponibilidad promedio anual. Como potencia disponible de la importación neta, tomará la porción disponible de la diferencia entre la potencia total contratada por agentes compradores nacionales con generadores de otros países de la región menos, la potencia total contratada por agentes productores nacionales con compradores de otros países de la región. En ambos casos, el ODS tomará en cuenta únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes. El ODS limitará la potencia disponible de la importación neta a la potencia máxima que pueda ser importada durante las horas de punta del sistema eléctrico nacional, considerando las restricciones de la transmisión tanto regional como nacional.</p>	<p><b>Artículo 10.</b> 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"> <li>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:</li> </ol> $M_t = \left( \sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><math>M_t</math>: es el margen de reserva en la hora <math>t</math>;</li> <li><math>N</math>: es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico;</li> <li><math>P_{it}</math>: es la potencia disponible de la central <math>i</math> en la hora <math>t</math>;</li> <li><math>R_t</math>: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por hora <math>t</math> del año de estudio.</li> </ul> <p>Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>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.</li> </ol>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>Enseguida, el ODS escogerá a su criterio un valor <math>M_0</math> del margen de reserva e identificará todas las horas del lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico para las cuales <math>M_t</math> es menor o igual que ese valor. Ese conjunto de horas constituirá una posible definición del período crítico del sistema. Luego, el ODS hará variar <math>M_0</math> para observar cómo se modifica el posible período crítico, continuando ese proceso hasta encontrar un valor de <math>M_0</math> que cumpla las siguientes dos condiciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Que resulte en bloques de horas lo más uniformes que sea posible para días de semana y, en su caso, también para sábados y domingos o feriados; y</li> <li>b. Que resulte en un período crítico de no menos de cuatro y no más de ocho horas por día laborable.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>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"> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.</li> </ol> </li> <li>2. Enseguida, el Operador del Sistema utilizará un valor <math>M_0</math> 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 <math>M_0</math>, el Operador del Sistema</li> </ol>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
			<p>identificará todas las horas dentro del período de máximo requerimiento térmico para las cuales <math>M_t \leq M_0</math> y las denominará horas incidentes (<math>H_{inc}</math>).</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 <math>H_{inc}</math> ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas. Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de <math>H_{inc} \geq 5</math> 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 <math>H_{inc}</math> 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 <math>H_{inc} \geq 2</math> y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las <math>H_{inc}</math> que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma <math>H_{inc}</math> sea adyacente respecto de otra <math>H_{inc}</math> 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: Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.</p>



Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
<p>Determinación de factor de disponibilidad y definición de potencia efectiva</p>	<p>11</p>	<p><b>Artículo 11.</b> Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas, el ODS calculará la potencia firme usando la siguiente expresión:</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 anual promedio de la central, proyectado por el ODS para el año en estudio; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.</p> <p>Se entenderá por potencia efectiva de una central la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos del medidor comercial de la misma.</p> <p>El ODS calculará el factor de disponibilidad de cada central generadora usando la siguiente expresión general:</p> $D = (1 - \Delta D)$ <p>Donde <math>\Delta D</math> es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio. El ODS considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>el mantenimiento preventivo programado para el año en estudio;</li> <li>Las indisponibilidades forzadas.</li> </ol>	<p><b>Artículo 11.</b> 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 <math>\Delta D</math> 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> $\Delta DM = \sum_{i=1}^{NM} \frac{HM_i \times \frac{RM_i}{K}}{HA}$

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>c. Cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; y</p> <p>d. Cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Las reducciones de disponibilidad debidas a las tres últimas causas listadas las basará en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad se calculará como sigue:</p> $\Delta D = \sum_{i=1}^4 \Delta D_i = \sum_{j=1}^{n_1} \frac{H_{1j} \times \frac{R_{1j}}{K}}{HT} + \sum_{i=2}^4 \sum_{j=1}^{n_i} \frac{H_{ij} \times \frac{R_{ij}}{K}}{2 HT}$ <p>Donde <math>\Delta D_i</math> es la reducción de disponibilidad debida a la causa <math>i</math>; el subíndice <math>j</math> indica las ocasiones en que cada unidad generadora saldrá de servicio para mantenimiento programado, o las ocasiones en que se produjo una reducción de capacidad por alguna de las tres últimas causas listadas durante el período de 24 meses indicado; <math>n_i</math> es el número total de ocasiones de reducción de capacidad debida a la causa <math>i</math>. <math>n_1</math> es el número total de ocasiones de reducción de capacidad debido al mantenimiento preventivo programado en el año de estudio. <math>H_{ij}</math> es la duración en horas de la reducción de capacidad por la causa <math>i</math> en la ocasión <math>j</math>. <math>R_{ij}</math> es la reducción de capacidad en kW o en MW por la causa <math>i</math> en la ocasión <math>j</math>; y <math>HT</math> es el número total de horas del año. <math>H_{1j}</math> y <math>R_{1j}</math> son respectivamente las horas de mantenimiento programado y la reducción de capacidad en kW o en MW por esa causa en la ocasión <math>j</math>.</p> <p>Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, como lo indica el ROM en su artículo 16, literal B, el ODS calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando el factor de disponibilidad promedio de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia</p>	<p>Donde <math>NM</math> 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; <math>HM_i</math> son las horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en la ocasión <math>i</math>; <math>RM_i</math> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <math>i</math>; <math>K</math> es la potencia efectiva de la central; y <math>HA</math> 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 <math>\Delta DT</math> es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice <math>j</math> indica las ocasiones en que cada unidad generadora salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; <math>NT</math> es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. <math>HT_j</math> es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión <math>j</math>. <math>RT_j</math> es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión <math>j</math>. En este caso, el número de horas del año, <math>HA</math>, 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 <math>\Delta DT</math> 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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en este artículo.</p>	<p>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> $D = 1 - \sum_{i=1}^{NM} \frac{HM_i \times \frac{RM_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NT} \frac{HT_j \times \frac{RT_j}{K}}{2HA}$
Potencia efectiva	12	<p><b>Artículo 12.</b> El ODS monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del ODS su capacidad disponible.</li> <li>La información que los Agentes productores deberán comunicar al ODS a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas como lo prevé el literal E del artículo 9 del ROM.</li> <li>El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el ODS en la operación diaria.</li> <li>Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. Para ese propósito, el ODS deberá utilizar un programa de computadora que genere los requerimientos aleatoriamente. La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba</li> </ol>	<p><b>Artículo 12.</b> El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del Operador del Sistema su capacidad disponible.</li> <li>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.</li> <li>El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el Operador del Sistema en la operación diaria.</li> <li>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.</li> </ol>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
			<p>al que estaba registrado en la base de datos, el agente productor podrá solicitar una nueva prueba después de haber llevado a cabo las acciones correctivas necesarias. En ese caso, el agente productor será responsable de cubrir cualquier eventual sobre costo de la operación del sistema que sea causado por la nueva prueba.</p>
<p>Determinación de la potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional</p>	<p>13</p>	<p><b>Artículo 13.</b> En su base de datos de la generación, el ODS mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El ODS verificará ese valor en el curso de la operación del sistema como lo indica el artículo 12 anterior. Además, el ODS deberá incluir en el Plan Anual de Auditorías Técnicas previsto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación las pruebas necesarias para verificar la potencia efectiva de las centrales con el fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red.</p> <p>El ODS programará las pruebas de centrales y coordinará su ejecución con los agentes productores siguiendo los procedimientos establecidos en dicha Norma Técnica de Inspección y Verificación. Las pruebas se harán siguiendo protocolos de pruebas que serán función de la tecnología de las centrales. Los resultados de las pruebas serán registrados mediante los sistemas de medición comercial y de comunicación que los agentes están obligados a tener, de conformidad con el ROM, y quedarán registrados en el Acta de Pruebas correspondiente.</p> <p>Al elaborar el programa de pruebas, el ODS buscará minimizar los posibles sobre costos de operación causados por cualquier operación de una central en prueba fuera del orden de mérito. El ODS deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de calidad. Si los resultados de cualquier prueba indican una potencia efectiva diferente de la registrada en la base de datos de la generación, el ODS reemplazará el valor de la base de datos por el valor resultante</p>	<p><b>Artículo 13.</b> 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 <i>F</i> es la potencia firme de la central, en kW o en MW, <i>D</i> 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 <i>K</i> 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>de la prueba. En caso de que la prueba haya arrojado un valor inferior al que estaba registrado en la base de datos, el agente productor podrá solicitar una nueva prueba después de haber llevado a cabo las acciones correctivas necesarias. En ese caso, el agente productor será responsable de cubrir cualquier eventual sobre costo de la operación del sistema que sea causado por la nueva prueba.</p>	
<p>Determinación de información para el cálculo de la potencia firme de centrales hidroeléctricas</p>	<p>14</p>	<p><b>Artículo 14.</b> Para las centrales hidroeléctricas, el ODS determinará, con base en la simulación del despacho económico del sistema mencionada en el artículo 8, las cantidades de energía generadas por cada central, en cada uno de los 100 escenarios utilizados, durante el lapso de un mes o de cinco semanas identificado como aquel en que se produce el máximo requerimiento térmico.</p> <p>Enseguida, identificará de entre esas cien cantidades de energía aquella que es excedida en el 95 por ciento de los casos. Esa será la energía firme de la central.</p>	<p><b>Artículo 14.</b> 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"> <li>1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación:             <ol style="list-style-type: none"> <li>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.</li> </ol> </li> <li>2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual:             <ol style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>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.</li> </ol> </li> <li>3. Hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual:             <ol style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ol> </li> </ol>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
			<p>por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>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.</li> </ul> <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>15</p>	<p><b>Artículo 15.</b> Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el ODS dividirá la energía firme entre las horas totales del mes o de las cinco semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.</p> <p>Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia.</p> <p>En ambos casos, el ODS comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará la menor de esas cantidades como la potencia firme de la central.</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 realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir energía como volumen embalsado entre distintas horas del día. Adicionalmente, el volumen del embalse utilizable para regulación</p>	<p><b>Artículo 15.</b> 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, 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 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		debe representar por lo menos tres (3) horas de generación a carga máxima, es decir, tres (3) horas de erogación del máximo caudal turbinable.	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.
Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares	16	<p><b>Artículo 16.</b> Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el ODS tomará los valores de energía generada resultantes de la simulación, correspondientes al lapso de un mes o de cinco semanas consecutivas en que se produce el máximo requerimiento térmico y determinará para cada central cuál es el valor que es excedido en el 95% de los casos. Esa será la energía firme de la central.</p> <p>Enseguida, procederá a determinar para cada central eólica o solar las potencias horarias, que habían sido generadas sintéticamente para ese escenario, correspondientes a las horas del período crítico. Luego, el ODS calculará para cada central el valor promedio de esas potencias horarias generadas en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central.</p>	<p><b>Artículo 16.</b> 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>
Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación anual o plurianual	17	<p><b>Artículo 17.</b> Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el ODS determinará la energía firme de la central como lo describe el artículo 14 anterior y determinará además el nivel del embalse al final del período crítico resultante de la simulación para el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>El ODS dividirá la energía firme de la central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia. Ese valor lo comparará con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio. El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del lapso en que se</p>	<p><b>Artículo 17.</b> 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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>produce el máximo requerimiento térmico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central.</p>	<p>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>Suministro al Operador del Sistema de aportes de fuentes de energía primaria</p>	<p>18</p>	<p><b>Artículo 18.</b> Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán suministrar al ODS las series de aportes de su fuente de energía primaria que tengan disponibles, incluyendo los valores, registrados o generados sintéticamente, de la etapa de planificación, diseño y construcción del respectivo proyecto.</p> <p>La información hidrológica de centrales hidroeléctricas o complejos hidroeléctricos de capacidad instalada mayor de 10 MW, deberá venir certificada por un hidrólogo profesional. Los agentes productores hidroeléctricos deberán indicar, en su caso, cuál es el caudal “ecológico” establecido en su contrato de medidas de mitigación ambiental, las restricciones de generación mínima de las turbinas, el caudal turbinable mínimo de la central, la información necesaria para establecer su función de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el ODS para una adecuada representación de la central en los modelos de programación de la operación.</p> <p>Los agentes productores deberán presentar los datos para etapas sucesivas de un mes y de tenerlos disponibles, también para etapas sucesivas de una semana. A partir de la publicación de la presente norma, los agentes productores llevarán el registro de aportes de la fuente primaria tanto de manera mensual como semanal.</p> <p>Además, quienes no tengan los datos de años anteriores organizados en etapas semanales deberán organizarlos en dicho formato semanal. Si no tienen información detallada que permita identificar los aportes correspondientes a cada semana, deberán determinar coeficientes de repartición de las cantidades mensuales</p>	<p><b>Artículo 18.</b> 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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>en cantidades semanales con base en el análisis de los datos actuales y también de los datos pasados en caso de tener la información desagregada correspondiente.</p> <p>Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de seis meses contados a partir de la publicación de la presente norma. Mientras tanto el ODS podrá seguir simulando con los datos disponibles en la fecha de entrada en vigencia de esta norma las centrales hidroeléctricas que tienen capacidad de regulación horaria o semanal pero cuyas capacidades de almacenamiento y regulación no se encuentran representadas en el modelo de planificación de largo plazo.</p> <p>Tanto el ODS 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 medir los aportes de su fuente de energía primaria y comunicar los resultados al ODS, podrá ser objeto de las sanciones que contempla la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) por no suministrar información necesaria para la operación óptima del SIN. En ese caso, el ODS podrá estimar valores de los aportes de la fuente primaria de energía deduciéndolos de los valores registrados de energía generada.</p>	<p>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>
Cálculo del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores	19	<p><b>Artículo 19.</b> A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes a jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados.</p> <p>Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p>	<p><b>Artículo 19.</b> 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación																																								
		<p>Para reflejar las pérdidas en la red, el ODS incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes:</p> <table border="1" data-bbox="450 347 1167 759"> <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>El ODS sumará las curvas de carga típicas de los agentes, incrementadas por las pérdidas, para el mes en que se produce el máximo requerimiento de potencia del sistema eléctrico dentro del período crítico para obtener la curva de carga global del sistema eléctrico del día de ese mes en que se produce dicho máximo requerimiento de potencia.</p> <p>El ODS 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 <math>Pmax_{sist}</math> es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico, <math>N</math> es el número total de agentes distribuidores, comercializadores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y <math>Dmax_i</math> es la demanda máxima del agente <math>i</math> incrementada por las pérdidas en el mes en que se produce dicho requerimiento de potencia proyectado máximo</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	<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> <table border="1" data-bbox="1323 347 2040 722"> <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>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 <math>Pmax_{sist}</math> es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico, <math>N</math> es el número total de agentes distribuidores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y <math>Dmax_i</math> es la demanda máxima del agente <math>i</math> incrementada por las pérdidas en el mes en que se produce dicho requerimiento de potencia proyectado máximo dentro del período crítico y <math>fC_i</math> es el factor de contribución de ese agente. El producto <math>fC_i \times Dmax_i</math> es la demanda del agente considerado, más las</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																																										

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>dentro del período crítico y <math>fC_i</math> es el factor de contribución de ese agente. El producto <math>fC_i \times Dmax_i</math> 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>Donde <math>RF_i</math> es el requerimiento de potencia firme del agente comprador <math>i</math>, y <math>M</math> es el margen de reserva.</p> <p>El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme.</p>	<p>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>Donde <math>RF_i</math> es el requerimiento de potencia firme del agente comprador <math>i</math>, y <math>M</math> 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>
Verificación de las obligaciones de contratación de los agentes productores y compradores	20	<p><b>Artículo 20.</b> De conformidad con lo que establece la Norma Técnica de Contratos, cada agente productor deberá mantener informado al ODS de los contratos para venta de potencia firme y de energía que tenga con agentes compradores, indicando la cantidad de potencia firme que estará vendiendo en cada contrato y quién es el comprador. Lo anterior queda sujeto a que la diferencia de potencia firme deberá ser contratada bajo la modalidad de contrato de respaldo según lo dispuesto en la Norma Técnica de Contratos.</p> <p>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>El ODS llevará un registro de las cantidades de potencia firme que cada agente productor vende o compra cada mes en el proceso de</p>	<p><b>Artículo 20.</b> 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>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>El Operador del Sistema llevará un registro de las cantidades de potencia firme que cada agente productor vende o compra cada mes en el proceso de liquidación de desvíos de potencia firme en el mercado eléctrico de oportunidad.</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>liquidación de desvíos de potencia firme en el 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 ODS de los contratos para compra de potencia firme que tenga con agentes productores o con comercializadores, para cubrir su requerimiento de potencia firme, indicando las cantidades de potencia firme correspondientes a cada contrato.</p> <p>Cada mes, el ODS verificará para cada agente productor y cada comercializador que vende potencia firme, si ese agente tuvo suficiente potencia firme disponible en el mes para cubrir sus compromisos contractuales de venta de potencia firme. Asimismo, el ODS verificará para los agentes distribuidores, comercializadores, y para los consumidores calificados que actúan como agentes del mercado si la contribución del agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes excedió o no la potencia firme que tiene contratada para cubrir su requerimiento de potencia firme.</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>
Cálculo del factor de disponibilidad mensual	21	<p><b>Artículo 21.</b> Cada mes, el ODS determinará la potencia firme que cada central tuvo disponible durante el mes, la cual se designará como <math>F_m</math>, donde el índice <math>i</math> identifica a la central y el índice <math>m</math> identifica al mes.</p> <p>Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS juzgará de cualquier reducción de capacidad durante el mes considerando los elementos que tomó en cuenta al calcular el factor de disponibilidad promedio anual de la central. Es decir, tomará en cuenta los valores correspondientes al programa de mantenimiento aprobado, la tasa de indisponibilidades forzadas, cualquier degradación temporal de capacidad y eventuales problemas de suministro de combustible o</p>	<p><b>Artículo 21.</b> Al final de cada mes, el Operador del Sistema determinará la potencia firme que tuvo disponible (<math>F_m</math>) cada central que forma parte del parque de generación del SIN, la cual se designará como <math>F_m</math>, donde el índice <math>m</math> identifica el mes.</p> <p>En el proceso para determinar la potencia que una central tuvo disponible durante el mes <math>m</math>, 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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>de energía térmica de un campo geotérmico. Mientras la central no haya excedido en su operación durante el año hasta ese mes la duración total del programa de mantenimiento aprobado, ni las duraciones implícitas en la tasa de indisponibilidades forzadas, ni la magnitud de las reducciones de capacidad debidas a degradación temporal de su capacidad, ni la duración de posibles reducciones en el suministro de combustible o energía térmica, elementos todos que habrán sido tomados en cuenta para determinar el factor de disponibilidad promedio anual de la central, el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme disponible de la central durante el mes es igual a su potencia efectiva multiplicada por el factor de disponibilidad promedio anual.</p> <p>Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo mantenimientos programados en ese mes, ni tener reducciones de capacidad por las otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada al producto de su potencia efectiva por el factor de disponibilidad promedio anual.</p> <p>El ODS ajustará el factor de disponibilidad promedio anual y la potencia firme de la central como corresponda solamente en los casos siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Cuando la central exceda en su operación durante el año las duraciones indicadas o la magnitud de la degradación de capacidad reflejada en su factor de disponibilidad promedio anual o las limitaciones de la fuente de energía primaria o haya experimentado una combinación de tales factores.</li> <li>Cuando la central mejore su disponibilidad eliminando de manera definitiva una degradación temporal de su capacidad o una limitación en el aporte de la fuente primaria de energía.</li> </ol>	<p>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 <math>m</math>, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente:</p> $D_m = 1 - \left( \sum_{i=1}^l \frac{H_i \times \frac{R_i}{K}}{H_{pc}} + \sum_{j=1}^n \frac{H_j \times \frac{R_j}{K}}{H_m} \right)$ <p>Donde <math>D_m</math> es el factor de disponibilidad mensual calculado para el mes <math>m</math>. La primera sumatoria corresponde a todas las reducciones de disponibilidad de la central registradas en el mes <math>m</math> por causa de mantenimientos programados dentro del período crítico. La segunda sumatoria corresponde a la reducción de disponibilidad en el mes <math>m</math> debido al resto de las causas; donde <math>l</math> es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad por mantenimientos programados en ese período; <math>H_i</math> son las duraciones de esas indisponibilidades por mantenimientos programados; <math>R_i</math> es la reducción de capacidad en kW o en MW por mantenimientos programados; <math>K</math> es la potencia efectiva de la central; <math>H_{pc}</math> son las horas del período crítico dentro del mes <math>m</math>; <math>n</math> es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad debido al resto de las causas; <math>H_j</math> son las duraciones de indisponibilidades por el resto de las causas; <math>R_j</math> es la reducción de capacidad en kW o en MW debido a las otras causas; <math>H_m</math> son las horas del mes.</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
Cálculo mensual de la potencia firme disponible	22	<p><b>Artículo 22.</b> Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.</p> <p>El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central. En caso de que la potencia resultante de la operación indicada sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central para el año en curso caiga por debajo de su valor promedio. Solo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior. En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la potencia firme determinada por el ODS el año anterior.</p> <p>Para centrales que hayan comenzado a operar en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará el cálculo solo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.</p>	<p><b>Artículo 22.</b> Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes <math>m</math> 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, o (2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes <math>m</math> multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>Donde <math>D_m</math> es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes <math>m</math> y <math>K</math> 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 <math>m</math> se define como período crítico del mes aquellas horas del mes <math>m</math> 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 <math>m</math> 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 <math>m</math> una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>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.</li> </ol>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
			<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 <math>m</math> de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.</p> <p>Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto <math>F_m = D_m \times K</math> 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 <math>m</math> por la potencia efectiva de la central, denominado <math>F_m</math>.</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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
			<p>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>Determinación del requerimiento de potencia firme mensual de los agentes compradores</p>	<p>23</p>	<p><b>Artículo 23.</b> Cada mes, el ODS verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor, comercializador, y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción de mes en que el agente comprador haya estado en operación.</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 del agente comprador i al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes, incrementada por el margen de reserva reglamentario, fue mayor que el requerimiento de potencia firme que el ODS había determinado para ese agente el año anterior, el ODS tomará como su requerimiento de potencia firme del mes su contribución real al máximo requerimiento de potencia del sistema, incrementada por el margen de reserva. En caso contrario, su requerimiento de potencia firme del mes será el valor de requerimiento de potencia firme que el ODS haya determinado para ese agente el año anterior.</p>	<p><b>Artículo 23.</b> 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</p>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
			<p>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>Determinación de los desvíos de potencia firme</p>	<p>24</p>	<p><b>Artículo 24.</b> Una vez que el ODS haya determinado para las centrales y para los agentes compradores respectivamente su potencia firme disponible en el mes y su requerimiento de potencia firme del mes determinará para cada agente productor y para cada comercializador que vende potencia firme, así como para cada agente comprador las diferencias siguientes, las cuales son los desvíos de potencia firme:</p> <p>a. Para cada agente productor y cada comercializador, determinará la diferencia entre la potencia firme disponible total, durante el mes <math>m</math>, 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.</p> $\Delta F_m = \sum_{i=1}^N F_{im} + \sum_{j=1}^{NG} P_{jm} - \sum_{k=1}^{NC} V_{km}$ <p>Donde <math>\Delta F_m</math> es el desvío de potencia firme del agente productor o comercializador durante el mes <math>m</math>; <math>N</math> es el número de centrales pertenecientes al agente productor o comercializador; <math>F_{im}</math> es la potencia firme que la central <math>i</math> tuvo disponible durante el mes <math>m</math>; <math>NG</math> es la cantidad de agentes productores de quienes el agente productor o comercializador compra potencia firme en el mes; <math>P_{jm}</math> es la cantidad de potencia firme comprada por el agente productor al agente productor <math>j</math> durante el mes <math>m</math>; <math>NC</math> es la cantidad de potencia firme comprada por el agente productor</p>	<p><b>Artículo 24.</b> 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 <math>m</math>, 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 <math>\Delta F_m</math> es el desvío de potencia firme del agente productor durante el mes <math>m</math>; <math>N</math> es el número de centrales pertenecientes al agente productor; <math>F_{im}</math> es la potencia firme que la central <math>i</math> tuvo disponible durante el mes <math>m</math>; <math>NG</math> es la cantidad de agentes productores de quienes el agente productor compra potencia firme en el mes; <math>P_{jm}</math> es la cantidad de potencia firme comprada por el agente productor al agente productor <math>j</math> durante el mes <math>m</math>; <math>NC</math> es el número de agentes compradores a quienes el agente productor vende potencia firme en el mes; y <math>V_{km}</math> es la cantidad de potencia firme</p>



Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<p>o comercializador al agente productor <math>j</math> durante el mes <math>m</math>; <math>NC</math> es el número de agentes compradores a quienes el agente productor o comercializador vende potencia firme en el mes; y <math>V_{km}</math> es la cantidad de potencia firme comprometida por el agente productor o comercializador con el agente comprador <math>k</math> durante el mes <math>m</math>.</p> <p>b. Para cada agente comprador, el ODS determinará la diferencia entre la cantidad de potencia firme que el agente tenía contratada en el mes <math>m</math> con generadores o comercializadores 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 <math>\Delta RF_m</math> es el desvío de potencia firme del agente comprador durante el mes <math>m</math>; <math>NV</math> es el número de vendedores de quienes el agente comprador compra potencia firme en el mes <math>m</math>; <math>P_{im}</math> es la potencia firme comprada por el agente comprador al vendedor <math>i</math> durante el mes <math>m</math>; y <math>RF_m</math> es el requerimiento de potencia firme del agente comprador en el mes <math>m</math>.</p> <p>En caso de que las cantidades de potencia firme vendidas o compradas mediante contratos varíen para diferentes porciones del mes, el ODS realizará los cálculos descritos para cada porción de mes en que dichos valores se mantienen constantes.</p>	<p>comprometida por el agente productor con el agente comprador <math>k</math> durante el mes <math>m</math>.</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 <math>m</math> 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 <math>\Delta RF_m</math> es el desvío de potencia firme del agente comprador durante el mes <math>m</math>; <math>NV</math> es el número de vendedores de quienes el agente comprador compra potencia firme en el mes <math>m</math>; <math>P_{im}</math> es la potencia firme comprada por el agente comprador al vendedor <math>i</math> durante el mes <math>m</math>; y <math>RF_m</math> es el requerimiento de potencia firme del agente comprador en el mes <math>m</math>.</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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
Liquidación de los desvíos de potencia firme	25	<p><b>Artículo 25.</b> Los desvíos de potencia firme determinados por el ODS serán liquidados en el mercado de oportunidad.</p> <p>Tanto para los agentes productores y comercializadores como para los agentes compradores cuyo desvío de potencia firme del mes <i>m</i> sea positivo el ODS liquidará sus excedentes de potencia firme en el mercado de oportunidad. A la inversa, tanto para los agentes productores o comercializadores que venden potencia firme como para los agentes compradores cuyos desvíos de potencia sean negativos el ODS liquidará sus faltantes de potencia firme en el mercado de oportunidad. El precio de la potencia para estas liquidaciones será el precio de referencia de la potencia establecido por la CREE.</p> <p>No obstante lo anterior, el conjunto de los agentes que tengan excedentes de potencia firme solo podrán recibir pago en concepto de liquidación de los desvíos en el mercado de oportunidad por una cantidad de potencia firme para la cual exista una demanda en forma de desvíos de potencia negativos de agentes productores o comercializadores y de agentes compradores. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos positivos sea superior a la de los desvíos negativos, el ODS repartirá entre los agentes que tengan desvíos positivos el monto total a pagar por los agentes que tengan desvíos negativos a prorrata de sus desvíos positivos individuales. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos negativos sea superior a la de los desvíos positivos, el ODS repartirá entre los agentes que tengan desvíos negativos el monto total de las cantidades a pagar a los agentes que tengan desvíos positivos a prorrata de sus desvíos negativos individuales.</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><b>Artículo 25.</b> 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 <i>m</i> 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 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>

Tema que aborda	Art.	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación
		<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 necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes. Lo anterior, de conformidad con lo indicado en el artículo 20 de la presenta norma técnica.</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>26</p>		<p><b>Artículo 26.</b> 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>