



# **Informe de Comentarios Recibidos Mediante Sistema de Consulta Pública**

---

**Consulta pública CREE-CP-01-2023**

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

**Preparado por:**

Dirección de Regulación  
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, febrero de 2023

## **Índice de contenido**

1. Introducción .....	2
2. Criterios de evaluación.....	3
3. Participación en consulta pública CREE-CP-01-2023.....	4
3.1 Comentarios recibidos por artículo .....	4
3.2 Comentarios recibidos por fecha .....	5
3.3 Comentarios recibidos por institución.....	5
4. Revisión de comentarios recibidos.....	6
5. Anexos.....	7
Anexo I: Comentarios recibidos y admisibles.....	7
Anexo II: Comentarios recibidos no admisibles.....	47

## **Índice de Figuras**

Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios.....	3
Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.....	4
Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha .....	5
Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.....	6

# 1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, dispuso la reestructuración del sector eléctrico para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El artículo 3, literal D, numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La CREE busca integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con los principios del debido proceso, así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

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

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

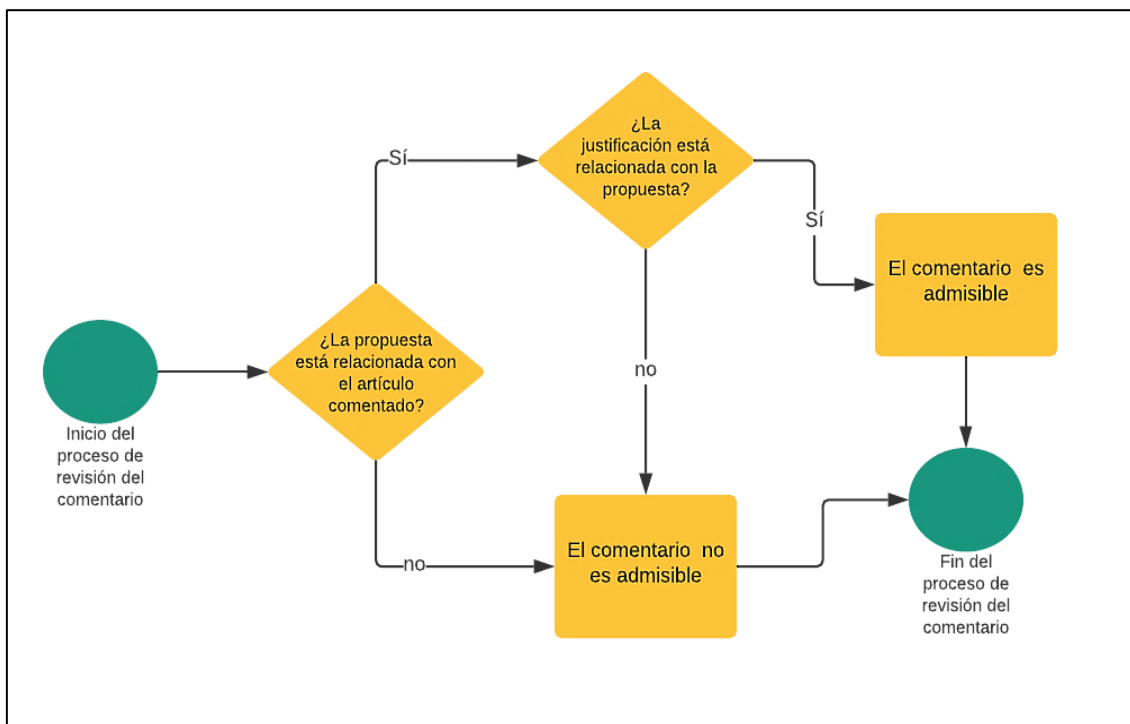
El objeto del presente documento es presentar las opiniones, comentarios y observaciones recibidas en el proceso de consulta en cuestión, asimismo, identificar los comentarios admisibles y no admisibles con base en los criterios descritos en este informe.

## 2. Criterios de evaluación

Una vez finalizado el plazo para la recepción de comentarios y observaciones de la consulta pública en cuestión, todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para tal fin fueron analizados por la CREE para ser definidos como admisibles o no admisibles. La CREE consideró como admisibles aquellos comentarios y observaciones recibidos dentro del plazo establecido y que cumplieron con los criterios siguientes:

1. Cada propuesta u observación presentada debe corresponder al artículo que se está comentando. Se exceptúan aquellas propuestas relacionadas a otros artículos que no forman parte de la consulta pública, siempre y cuando tengan una relación directa con el artículo que se está comentando.
2. Cada comentario debe ser acompañado por una justificación. El Sistema de Consulta Pública de la CREE, solamente permitirá al interesado ingresar un comentario si este es acompañado por una justificación; no obstante, la CREE revisará que dicha justificación sea pertinente a la propuesta.

La **Figura 2-1** describe el proceso de revisión de los comentarios recibidos para determinar si estos son admisibles o no, considerando los criterios de evaluación mencionados anteriormente.



**Figura 2-1** Proceso de revisión de comentarios

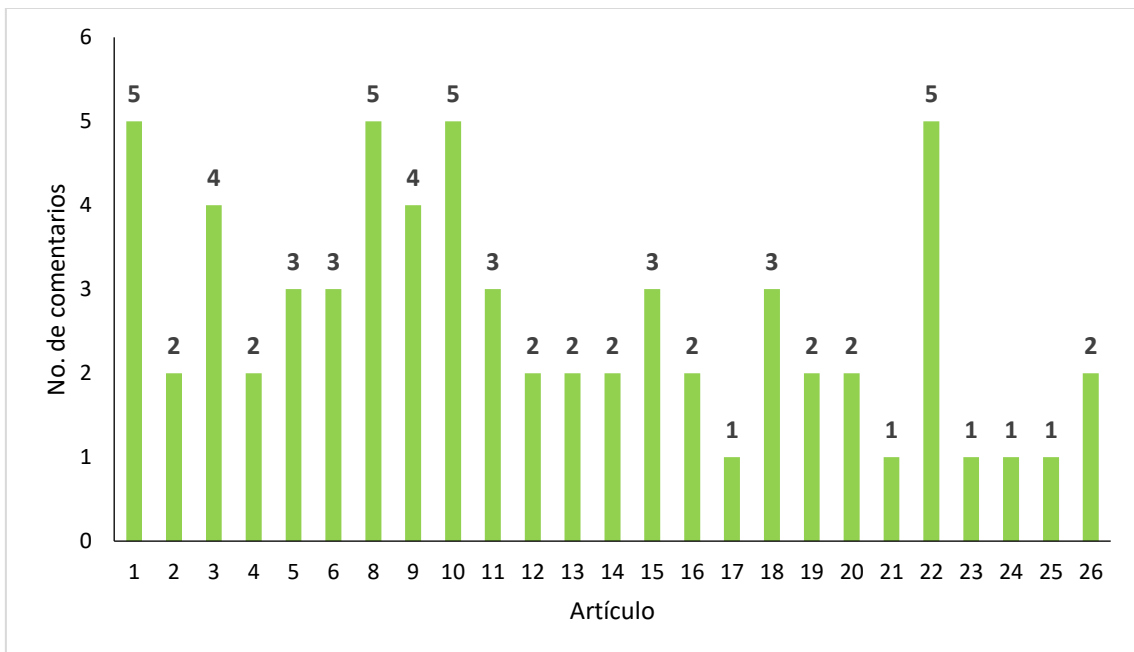
### 3. Participación en consulta pública CREE-CP-01-2023

Una vez ordenado el inicio del procedimiento y difundida la invitación, la plataforma de consulta pública de la CREE fue habilitada con el fin de que cualquier persona natural o en representación de una organización conociera los documentos sometidos a consulta pública y enviara sus opiniones, observaciones o aportes sobre el mismo mediante dicha plataforma, la cual incorpora un mecanismo de participación ciudadana, formal, público y organizado para motivar a la ciudadanía a participar e incorporar sus opiniones.

#### 3.1 Comentarios recibidos por artículo

El proceso de consulta pública CREE-CP-01-2023 denominado “Modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme” inició el 5 de enero y finalizó el 3 de febrero del presente año. Es necesario mencionar que originalmente la fecha de finalización del proceso se estableció para el 20 de enero, pero que producto del Acuerdo CREE-02-2023 bajo el cual se aprobó la ampliación del plazo de la presente consulta pública, se estableció como nueva fecha de finalización el 3 de febrero.

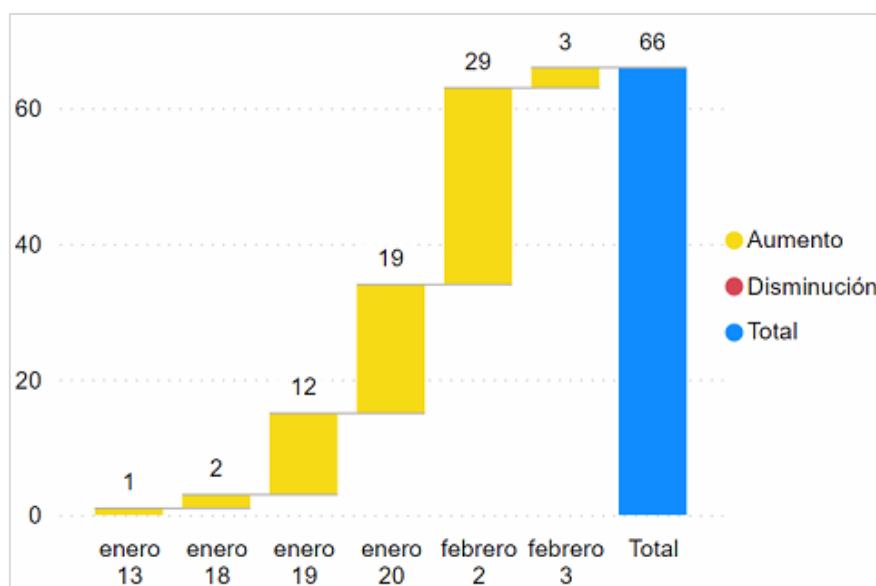
Un total de 66 comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra los comentarios recibidos por artículo. Los artículos 1, 8, 10 y 22 obtuvieron cinco comentarios, siendo los artículos más comentados, seguidos de los artículos 3 y 9 que obtuvieron 4 comentarios.



**Figura 3-1** Comentarios recibidos por artículo

### 3.2 Comentarios recibidos por fecha

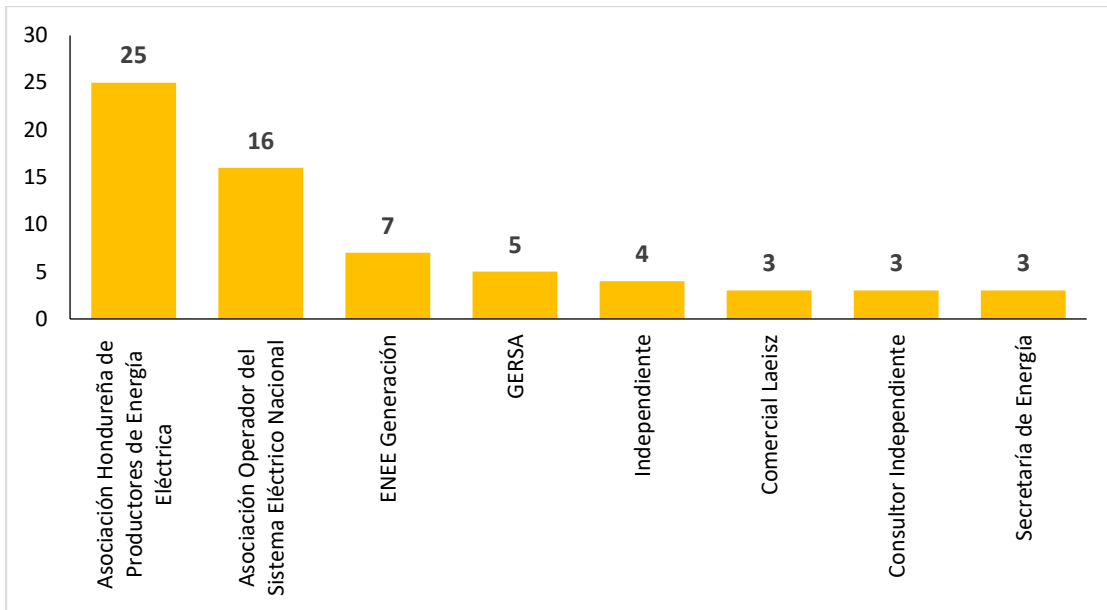
La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo durante el día 2 de febrero, fecha en la cual ya se encontraba vigente la ampliación del plazo de la Consulta Pública, con 29 comentarios recibidos, seguido del día 20 de enero con 19 comentarios recibidos.



**Figura 3-2** Comentarios recibidos por fecha

### 3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución según se recopila del sistema de consulta pública. Se observa que la participación consistió en seis entidades y dos particulares independientes. Las entidades que tuvieron la mayor participación en el proceso fueron la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE) y Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ODS) con 25 y 16 comentarios respectivamente, seguidas por ENEE Generación con 7 comentarios.



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

#### 4. Revisión de comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que 64 de los 66 comentarios recibidos son admisibles.

De manera complementaria a lo mencionado en esta sección, el Anexo I presenta los comentarios recibidos y admisibles extraídos directamente del Sistema de Consulta Pública que serán tomados en cuenta en el proceso de revisión y elaboración del informe de resultados y propuesta final de la Norma Técnica de Potencia Firme. Asimismo, en el Anexo II se presentan los comentarios recibidos y no admisibles y la justificación de por qué no fueron admisibles.

## 5. Anexos

### Anexo I: Comentarios recibidos y admisibles

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
1	1	No incluir las empresas comercializadora	El decreto 46-2022, con sus reformas a la LGIE (decreto 404-2013) eliminó la existencia de empresas comercializadoras: 1. Eliminó la actividad de comercialización separada del resto de las actividades del subsector eléctrico. Art. 1 LGIE reformado. Esta actividad se le asignó en exclusividad a la ENEE en el art. 29 LGIE reformado. 2. Se eliminó las Empresas comercializadoras: art. 5, 11 y 15A reformados de la LGIE.	GERSA
2	6	..... u otra causa ajena al agente en cuestión.	También las indisponibilidad de un agente puede ser provocada por efecto causado por las instalaciones u operación de otro agente distinto a la empresa distribuidora o transmisoras.	GERSA
3	5	Agentes productores del MER	Limitar a Agentes productores del MER.	GERSA
4	11	Traslado el texto de potencia efectiva al art. 12	Lo escrito sobre potencia efectiva esta directamente relacionado al articulo 12 que en este art.11	GERSA



Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
5	22	.....el promedio de la potencia generada por la central incluyendo la potencia no generada por restricciones técnicas de seguridad operativa del sistema, descontando el consumo propio, durante el período crítico del mes.	Es importante considerar esta situación de restricciones técnicas ocasionadas por restricciones técnicas de seguridad operativa.	GERSA
6	3	Se propone enviar junto con informe preliminar, los cálculos base pertinentes que la Potencia firme anual y disponibilidad.	En relación con el efecto directo con la facturación mensual de los valores anuales potencia firme y disponibilidad, se hace necesario la validación de los datos internos de las plantas con el dato resultante en informe preliminar antes que sea oficial el informe definitivo anual.	Comercial Laeisz
7	22	Se propone que el Operador del Sistema tome el valor real del mes actualizado ( $F_m = D_m \times K$ ), siendo este el ítem (2) que se expresa en el artículo 22 y no el menor valor entre el anual y el antes mencionado	Se recomienda tomar el valor del mes, debido a que representa el dato real del mes de facturación y los meses acumulados hasta dicho mes de facturación tal y como establece la formula del articulo 22 ( $F_m = D_m \times K$ )	Comercial Laeisz
8	8	1. En el caso del cálculo anual cuando, en una planta existe un incremento de potencia, actualmente solo es efectivo en la facturación del mes, hasta el siguiente año, cuando se publica el informe definitivo de potencia firme anual y no posterior a la validación del incremento de planta. por lo tanto, se propone un método de actualización de dicha potencia y que refleje de forma mas expedita el incremento de carga de planta y no esperar un año al informe para hacerlo efectivo en la facturación.	De Propuesta 1: Disminuye de manera significativa la facturación de potencia firme acumulada del año, ya que en el caso de tener un incremento de potencia al inicio del año ,el valor que se toma en la facturación del mes es la referencia es año anterior, por lo que para que se actualice dicho valor, debe transcurrir todo el año en curso , validando este incremento de potencia en la facturación del mes hasta el siguiente año, cuando se publica el informe definitivo de potencia firme anual de centrales generadoras.	Comercial Laeisz
9	1	El objeto de esta norma técnica es definir la metodología que el Operador del Sistema aplicará para:  a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	se sugiere cambiar la frase “y por el margen” por la palabra “más” para detallar mejor la explicación de la definición del requerimiento de potencia firme por parte de un agente comprador. Y para aspectos de energía es más adecuado el término “Suministrar”.	ENEE Generacion

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras, y consumidores calificados.</p> <p>c. Determinar los desvíos de potencia firme tanto de agentes productores como de agentes compradores de potencia firme, y administrar las liquidaciones a que dichos desvíos den lugar en el mercado eléctrico de oportunidad.</p> <p>A los efectos de la presente norma, se entenderá por potencia firme de una central generadora aquella potencia que la central puede suministrar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.</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, más el margen de reserva reglamentario.</p>		
10	3	<p>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 resultantes del estudio emitido anualmente serán válidos para el año siguiente.</p> <p>Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.</p>	<p>se sugiere cambiar las frases “contenidos en los informes” por “resultantes del estudio” y “en un determinado año” por “anualmente” para darle una mejor explicación del momento adecuado para el que se debe aplicar los valores encontrados de potencia firme y requerimiento de potencia firme.</p>	ENEE Generacion

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
11	4	<p>Cada central generadora tendrá el derecho durante el año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el Operador del Sistema haya determinado para ella. Un agente productor podrá vender la potencia firme de sus centrales mediante contratos a empresas distribuidoras, consumidores calificados, a otros agentes productores o al mercado de oportunidad nacionales. En caso de que la central cuente con algún excedente de generación esta podrá vender en segundo lugar a agente(s) del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER y de acuerdo a las indicaciones del Operador del Sistema.</p> <p>Asimismo, cada central generadora podrá vender potencia firme en el mercado de oportunidad nacional en el proceso de liquidación de los desvíos de potencia firme.</p>	<p>Se propone dar prioridad a los agentes del MEN o al mercado de oportunidad nacional y en segundo lugar los agentes del MER impulsando así la venta de potencia firme de las Centrales Generadoras Nacionales para cubrir la primeramente la Demanda Nacional.</p>	ENEE Generacion
12	5	<p>Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada primeramente con generadores o comercializadores del MEN o comprar en el mercado de oportunidad nacional. En caso de un requerimiento extra o un déficit por completar se podrá solicitar de los servicios de agentes del MER ubicados en otros países de la región, para cubrir sus requerimientos de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional, y el agente comprador nacional deberá presentar prueba al Operador del Sistema de que ese agente vendedor tiene efectivamente la potencia firme que ofrece al agente comprador nacional. Esa certificación debe ser emitida por la autoridad competente del país del agente productor, de conformidad con lo que al respecto dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.</p>	<p>Se propone dar prioridad a los agentes del MEN o al mercado de oportunidad nacional y en segundo lugar los agentes del MER impulsando así la compra de potencia firme a las Centrales Generadoras Nacionales y así cubrir la Demanda Nacional.</p>	ENEE Generacion
13	8	<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 promedio semanal</p>	<p>Se propone el agregado de la frase “promedio semanal” debido que así se especifica en forma más explícita que valor se solicitara a cada central hidroeléctrica del SIN como insumo para el cálculo tanto del periodo crítico como de los valores de potencia firme utilizando el modelo computacional SDDP con el cual se maneja una base del SIN en formato semanal.</p>	ENEE Generacion

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>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>		
14	9	<p>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.</li> <li>2. Seguidamente, determinará para cada escenario 48 conjuntos de cinco semanas consecutivas cada uno, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.</li> <li>3. Luego, calculará el promedio de energía de los 100 escenarios para cada uno de los 48 conjuntos definidos en 2. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.</li> <li>4. Posteriormente, identificará y seleccionará los tres conjuntos de cinco semanas consecutivas para el cual dicho valor de energía promedio es máximo, asegurando que estos conjuntos no se traslapen entre sí.</li> <li>5. Finalmente, los tres conjuntos descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema.</li> </ol>	<p>¿Cuál es la explicación técnica del porque se cambia de 48 conjuntos de cinco semanas a 49 conjuntos de cuatro semanas? Que mejoras contrae este cambio en el cálculo del Periodo Crítico del Sistema.</p>	<p>ENEE Generacion</p>

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
15	10	<p>La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:</p> <p>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 (el cual incluye una indisponibilidad por un mantenimiento imprevisto, así como una indisponibilidad por alguna falla inesperada de algún equipo interno de la Central) proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor y el nivel del embalse.</p> <p>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.</p> <p>iii. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y centrales geotérmicas considerará 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.</p> <p>iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.</p>	<p>Cual es la explicación técnica del porque se está reemplazando el valor de potencia disponible (el cual se calcula multiplicando la potencia efectiva por el factor de disponibilidad de cada Central Generadora), por la utilización del conjunto de datos que incluyen: la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística; además de cuál es la correlación de todos estos datos para Central de Generación (que expresión o formula debe utilizarse para calcular la Potencia Disponible utilizando todos estos parámetros).</p>	ENEE Generacion
16	10	<p>Agregar numeral “V”</p> <p>V. Para las Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento y Centrales de bombeo; la capacidad instalada de las componentes de generación y almacenamiento, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor, capacidad de almacenamiento y el nivel o volumen de energía almacenada (Nivel del embalse superior en caso de las Centrales de bombeo).</p>	<p>Se considera que las centrales con capacidad de almacenamiento y centrales de bombeo son categorías que se deben diferenciar a las centrales que actualmente propone la norma.</p> <p>Se recomienda que se considere la inclusión de las siguientes definiciones:</p>	Consultor Independiente

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.</p> <p>Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.</p> <p>Central Renovable con Capacidad de Regulación: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico.</p> <p>Central con Almacenamiento por Bombeo: Central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su</p>	

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>almacenamiento y posterior generación de electricidad, y que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual período.</p> <p>Modo de Bombeo: Corresponde al modo de operación de una Central de Bombeo en el cual el agua del reservorio inferior es bombeada hacia el reservorio superior para su acumulación y posterior empleo en la generación de electricidad.</p> <p>Reservorio: Embalse, estanque o cuerpo de agua que permite la acumulación, evacuación o extracción de agua para una Central de Bombeo. Los Reservorios pueden ser de tipo natural, tales como lagos, lagunas y océanos, o artificial.</p> <p>Reservorio Inferior: Reservorio ubicado a menor altura con respecto al Reservorio Superior, desde el cual se extrae el recurso hídrico para ser bombeado.</p> <p>Reservorio Superior: Reservorio ubicado a mayor altura con respecto al nivel del mar, en comparación con el Reservorio Inferior, y que está destinado a la acumulación de agua.</p> <p>Referencias:  [1] Ley 20936, “ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, Ministerio de Energía, 20 de julio de 2016, Santiago, Chile.  [2] Decreto 125, “APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA</p>	

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>ELÉCTRICO NACIONAL”, Ministerio de Energía, 20 de julio de 2016, Santiago, Chile.</p> <p>[3] Decreto 128, “APRUEBA REGLAMENTO PARA CENTRALES DE BOMBEO SIN VARIABILIDAD HIDROLÓGICA”, Ministerio de Energía, 12 de octubre de 2016, Santiago, Chile.</p>	
17	15	<p>Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas y Centrales de Bombeo con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual.</p> <p>AGREGAR:</p> <p>Para las centrales de bombeo que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el período crítico, ya sea en modo generación o como desprendimiento de carga en modo bombeo, con el procedimiento siguiente:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico o el desprendimiento de carga correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>Modificar:</p> <p>En todos los casos, el Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará el menor de los valores resultantes como la potencia firme de la central.</p>	<p>Se considera que las centrales con capacidad de almacenamiento o bombeo requieren de un tratamiento diferenciado.</p>	<p>Consultor Independiente</p>



Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
18	18	<p data-bbox="309 233 461 264"><b>AGREGAR</b></p> <p data-bbox="309 300 1178 501">Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, además de la información mencionada anteriormente de su energía primaria, deberán proporcionar los datos de la capacidad y tipo de almacenamiento el nivel o volumen de energía almacenada; los pronósticos de generación y de energías afluentes, la operación esperada de la central y el impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.</p> <p data-bbox="309 536 1178 1145">Las centrales de bombeo no se considerarán sujetas a variabilidad de tipo hidrológico si el agua utilizada por la misma se extrae y bombea desde un Reservorio Inferior con un volumen tal que se mantiene una disponibilidad de recurso hídrico que no limita la operación de la central a potencia nominal. En tanto, el Reservorio Superior no debe tener extracciones distintas a las asociadas al Modo de Generación y sólo podrá presentar afluentes naturales menores, de baja probabilidad de ocurrencia y que, cuando ocurren, representan anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación menor al 1% del volumen total de acumulación. Los agentes que operan centrales de bombeo deberán indicar las restricciones de generación mínima de las turbinas, las restricciones en modo bombeo, la eficiencia en la conversión de la energía entre modo bombeo/generación, el caudal turbinable mínimo de la central, la información necesaria para establecer su coeficiente de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el Operador del Sistema para una adecuada representación de la central en los modelos de programación de la operación.</p> <p data-bbox="309 1181 1178 1378">Los agentes que operen centrales de bombeo, además de proveer la información indicada en el Artículo 18 deberán enviar al Centro Nacional de Despacho en su calidad de Operador del Sistema la estadística de cotas horarias del Reservorio Superior para el año correspondiente. A partir de la estadística señalada en el inciso anterior, el Coordinador determinará anualmente un factor de disponibilidad (FD) definido como:</p>	Las centrales con almacenamiento y bombeo deben tener un tratamiento diferenciado	Consultor Independiente

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>Donde:  hi: Cantidad de horas en que la Central de Bombeo hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo a la cota informada en la hora i.  HA: Horas totales del año correspondiente. Para el primer año de operación de la Central de Bombeo, este valor se contará a partir de su fecha de entrada en operación.</p> <p>El Coordinador deberá determinar el factor de disponibilidad para cada año de cálculo según lo establecido en el Reglamento de Potencia. La Potencia Inicial de la Central de Bombeo</p>		
19	1	<p>Modificar el literal “B” del Artículo 1, en el sentido de eliminar la figura de los comercializadores.</p>	<p>Lo anterior, ya que a través de las reformas realizadas a la LGIE mediante el Decreto Legislativo nro. 046-2022, la figura de la comercialización se circunscribe como actividad exclusiva de la empresa Distribuidora</p>	ODS
20	3	<p>Modificar el párrafo primero, esto en el sentido de eliminar lo siguiente: “...y publicará los valores resultantes a más tardar el 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).”</p> <p>También se sugiere eliminar la designación expresa del Art. 14, en el último párrafo, q efectos de que se lea de la siguiente manera: “Para la</p>	<p>Lo anterior, ya que a través de las reformas realizadas a la LGIE mediante el Decreto Legislativo nro. 046-2022, la figura de la comercialización se circunscribe como actividad exclusiva de la empresa Distribuidora</p> <p>Los plazos para la publicación del Informe Definitivo de Potencia Firme para las Centrales Generadoras ya lo</p>	ODS

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el ROM.”	establecen el ROM, en este sentido, no es necesario hacer referencia al respecto. Por otro lado, de modificarse el ROM, a pesar de que siempre se aplicarían las disposiciones de este por tener una jerarquía superior a la norma, ello representaría falta de armonización entre el marco regulatorio.	
21	6	Se propone la siguiente redacción a efectos de sustituir el segundo párrafo: “El Operador del Sistema para los efectos de la disponibilidad de la central, no tendrá en cuenta las insuficiencias, fallas o salidas de servicio para mantenimiento, de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona.”	Mejorar redacción a efectos de proveer claridad.	ODS
22	8	Modificar el párrafo sexto, a efectos de que se lea de la manera siguiente: “Cuando las nuevas centrales o sus ampliaciones o proyectos de Consumidores Calificados, entren en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período crítico, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del Consumidor Calificado, con base a la proyección anual presentada, pero estas proyecciones no se incluirán en la simulación para determinar el periodo crítico, asumiéndose que éstas representarán la demanda real o la generación real de los agentes, aplicándoseles la metodología de cálculo de potencia firme que corresponde a cada agente, considerando dentro de ese lapso las mismas horas a que se refiere el Artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico. Para estos, casos la potencia firme del informe quedará sujeta a ajustes, así como las liquidaciones de potencia firme en caso de encontrar inconsistencias.”	Simplificar y mejorar el cálculo de potencia firme para agentes que prevean entrar en fechas posteriores al mes de abril del año siguiente, y evitar una posible sobreestimación de potencia firme para agentes productores y una subestimación para agentes compradores.	ODS
23	9	Se propone modificar el numeral 3, a efectos de leerse de la manera siguiente: “3 Luego, calculará el promedio de energía de los 20 escenarios con mayor requerimiento térmico acumulado del año, para cada uno de los 49 conjuntos definidos en el numeral 2. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.”	Que el periodo crítico sea el efectivamente represente el período en el cual se refleje el mayor riesgo de desabastecimiento, descartando el 80% de los escenarios con requerimiento menor, pero dejando una estadística representativa de los escenarios de alto riesgo de desabastecimiento, es decir que, un año con mucho recurso	ODS

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			renovable no altere la señal de los años donde se pudiera producir menores recursos renovables.	
24	10	<p>Observación No.1</p> <p>1. Se recomienda cambiar:  “...el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en información estadística entregada por el agente productor...”  a: “los factores de indisponibilidad calculados en base a la información histórica de indisponibilidades del agente productor...”</p> <p>2. La definición de bloques de días propuesto en el numeral 3, es bastante rígida, por lo que podría no estar representando adecuadamente la agrupación de días típicos similares a lo largo del tiempo, por lo que podría pensarse escribir un apartado que de la potestad al operador del sistema de hacer análisis de días típicos que le permitan proponer si fuera necesario, una modificación de esta definición bloques de días.</p> <p>3. Se puede cambiar la siguiente redacción:  “Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las Hinc que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma Hinc sea adyacente respecto de otra Hinc identificada dentro del mismo día del bloque.”  a: ““Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las Hinc que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra Hinc identificada en el mismo día de la Hinc.”  Y de ser posible, se podría agregar una figura ejemplificativa.</p> <p>Observación No.2  En la definición de la semana modelo propuesta por la modificación a la NT-PF se establece la cantidad de bloques y los días que deben pertenecer</p>	<p>Justificación No.1</p> <p>1. Dado que la potencia disponible toma en cuenta los mantenimientos programados y el índice de indisponibilidad forzada histórica, si y solo si, la central cuenta con un cronograma de mantenimientos; pero, si la central no tiene un cronograma de mantenimientos, la potencia disponible toma en cuenta el índice de indisponibilidad histórica que presenta el efecto conjunto entre los mantenimientos históricos y la indisponibilidad forzada histórica. Se puede especificar el cálculo de la contribución del componente de mantenimientos históricos al factor de indisponibilidad histórica de manera similar a como se definió el componente de indisponibilidades forzadas históricas en el Art. 11 (ADT).</p> <p>No se recomienda especificar que la información histórica de indisponibilidades del agente productor debe ser la entregada por mismo porque en caso de que este no cumpla con su declaración, el operador del sistema puede utilizar sus propios registros para el cálculo. Ver como se escribió en el Art. 11 ...basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario..., en el Art. 11 no limita a que estos registros históricos de operación los entregue la central.</p> <p>2. Permite asegurar que la agrupación de días similares en bloques sea consistente a través del tiempo.</p>	ODS

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>a cada bloque. Bajo este esquema, cambios en el comportamiento de la demanda diaria a través del tiempo no podrían ser considerados o alterarían el análisis a realizar.</p> <p>Para atender dicha posibilidad, se sugiere modificar de la siguiente forma:</p> <p>“El Operador del sistema definirá una semana modelo que estará conformada por una cantidad de bloques conformados por días, la cantidad de dichos bloques y los días que conformarán cada bloque deberán ser identificados producto de un análisis previo realizado por el operador del sistema y aprobado por la CREE”.</p> <p>Como consecuencia, se sugiere modificar el criterio planteado de horas que formarán parte del período crítico, el cual plantea como aquellas horas en las que <math>Hinc \geq 5</math> para el bloque de lunes a viernes y <math>Hinc \geq 2</math> para el bloque de sábado a domingo. Para dicha modificación, se propone lo siguiente:</p> <p>“<math>Hinc \geq</math> al número de días que conformarán cada bloque”.</p>	<p>3. Revisión en la redacción para mayor comprensión del procedimiento.</p> <p>Justificación No.2</p> <p>Basado que el comportamiento de la demanda por día de semana varía dependiendo del mes y es posible que este cambie a medida que pasa el tiempo, se debería considerar la posibilidad que en un futuro surjan cambios en los patrones de consumo. Debido a que las curvas de demanda diaria dependen del comportamiento residencial e industrial.</p> <p>Para argumentar la observación, considere el siguiente ejemplo, si se establece algún tipo de incentivo que conlleve a que algunas empresas modifiquen su rutina de operación, lo cual involucra cambios en las curvas diarias, lo que no podría ser capturado por los bloques definidos en la norma. En ese sentido, se sugiere que estos bloques de la semana modelo no se consideren fijos; proponiendo que se definan de acuerdo con la observación y seguimiento del comportamiento en la demanda.</p>	
25	11	<p>Observación No.1: Modificar la redacción del párrafo segundo, numeral “01”, respecto de las cuatro causas de reducción de disponibilidad: “...(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del 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...”</p> <p>Observación No.2:</p> <p>1. Al describir la primera causa de reducción de disponibilidad: “...(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución propias del agente productor; ...”</p>	<p>Justificación No.1: Se elimina la frase: propias del agente productor, ya que en el texto propuesto tiende confundir.</p> <p>Justificación No.2</p> <p>1. El plan anual de mantenimientos es un insumo de la base de datos para el cálculo del periodo de máximo requerimiento térmico.</p> <p>2. Mejorar la precisión del cálculo de ADT</p>	ODS

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>No queda claro. ¿Cómo se va a prever este período de máximo requerimiento térmico y de esta manera evitar programar mantenimientos en ese período de tiempo? Una alternativa sería tomar de referencia al período de máximo requerimiento vigente, sin embargo, no se garantiza que este será igual para el siguiente año (año de estudio).</p> <p>2. En la fórmula de ADT, al multiplicar al número de horas del año de estudio por dos, se pierde precisión, porque este resultado no es necesariamente el total de horas de los últimos 24 meses a los que corresponden los registros de operación de la central. Tomando en cuenta que no todos los años tienen la misma cantidad de horas (años bisiestos). Por lo anterior, se sugiere replantear la fórmula de cálculo de ADT de manera que se considere la cantidad de horas exacta de los 24 meses del análisis.</p> <p>Incorporar que, en caso de que la central no proporcione el programa de mantenimiento en tiempo y forma, el Operador del sistema aplicará un factor de disponibilidad de 0.85. Esto en sustitución del cálculo indicado en el párrafo anterior.</p>		
26	12	<p>Modificar el texto de párrafo segundo, a fin de leerse de la manera siguiente: "...Las pruebas de potencia efectiva serán en función de las tecnologías propias de las centrales, los resultados serán derivados de los sistemas de medición comercial. El protocolo utilizado para realizar la prueba deberá contener factores de corrección para encontrar la potencia máxima que pudiere ser entregada en condiciones del periodo crítico. La potencia máxima entregada se verificará cuando las unidades generadoras tengan una carga térmica estable del al menos una hora."</p> <p>(Eliminar penúltimo párrafo)</p>	<p>En cuanto a la modificación del texto del segundo párrafo, se sugiere no realizar citas de otras normas, ya que estas pueden ser modificadas, eliminando texto o disposiciones de estas. Asimismo, se otorgan facultades para que dentro de los protocolos respectivos se puedan efectuar ajustes de correctivos para la determinación de la potencia efectiva.</p> <p>En cuanto a la eliminación del penúltimo párrafo, la norma ya establece cuales son los criterios para la determinación de la potencia efectiva, en ese sentido, no es necesario que se efectúen aclaraciones; en todo caso, se recomienda solamente indicar lo siguiente: "El Operador del Sistema deberá también procurar programar las pruebas en tiempos</p>	ODS

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		Agregar al último párrafo: “El ODS podrá ampliar mediante una guía de potencia efectiva, los detalles que deberá contener el protocolo para la realización de las pruebas indicadas en el presente Artículo.”	en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red”.	
27	13	Observación No.1: Incluir como párrafo último: “En el caso de no encontrarse una referencia internacional consistente, el ODS aplicará un factor de disponibilidad del 95%, siempre para efecto del cálculo de nuevas centrales.  Observación No.2: 1. Se debe revisar la referenciación a otros artículos dentro de la norma, aquí, particularmente se tiene referenciado al artículo anterior y de acuerdo con la modificación de la NT-PF, se debe hacer referencia al Artículo. 2. La fuente internacional del cual se tomaría la disponibilidad promedio anual de centrales nuevas podría ser sugerida por la CREE.	Justificación No.1: Dificultades o ambigüedades sobre referencias internacionales.  Justificación No.2: 1. Artículo mal referenciado, con la modificación debería referenciarse el art. 11 en lugar del 12. Esto debido a que en la propuesta de modificación de la NTPF algunos artículos han sido modificados en su orden. 2. A manera de evitar ambigüedades en las fuentes internacionales.	ODS
28	14	En el numeral 2, eliminar las hidroeléctricas con capacidad mensual; asimismo, eliminar el literal “B”. (En este sentido, el numeral 2 solamente se comprenderá las hidroeléctricas de capacidad diaria y semanal)  Incorporar en el numeral 3, las hidroeléctricas con capacidad mensual. (En este sentido, el numeral 3 comprenderá las hidroeléctricas de capacidad Mensual, anual y plurianual)	La recuperación del nivel del embalse es en un periodo mayor al de una semana, es razonable pensar que el nivel máximo no se volverá a alcanzar una vez el embalse esté seco, en este sentido aplica validar la potencia firme incluyendo el nivel del embalse a final del periodo, en tanto para las centrales con niveles diarios y semanales, estos pueden recuperarse en corto tiempo.	ODS
29	15	Eliminar del segundo párrafo el apartado siguiente: “...y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada...”  En el último párrafo establecer cuatro (04) horas en lugar de tres (03)  Este valor de potencia que pueda garantizar el sistema de almacenamiento se le sumará a la potencia firme encontrada de la central primaria.	Para los efectos que corresponden al Artículo en referencia, se incorpora el sistema de almacenamiento debido a la referencia que se aborda sobre centrales híbridas. En este sentido, el artículo propicia incentivar la incorporación de sistemas de almacenamiento para centrales con tecnología renovable variable, permitiendo la provisión de servicios complementarios	ODS

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>Esta potencia firme se verificará mensualmente de la siguiente manera, se sumará la energía inyectada a la red por el sistema de almacenamiento en las horas críticas de cada mes, y se dividirá entre cuatro veces el número de días laborales, incluyendo los sábados, este valor se comparará con la potencia nominal de inyección del sistema de almacenamiento, y el menor de los dos será la potencia firme que el sistema de almacenamiento aporta a la potencia firme de la central híbrida.</p> <p>Para verificar los resultados, el sistema de almacenamiento deberá contar con medición comercial certificada a la salida de este. Previo a la asignación del reconocimiento de potencia para estos sistemas de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema emitirá un procedimiento para establecer el límite de participación de estos sistemas de almacenamiento para la contribución de potencia firme del sistema.”</p>		
30	18	<p>La declaración de la demanda típica no garantiza que el consumidor este declarando la demanda real en el momento de máxima demanda del sistema eléctrico hondureño, por lo que es necesario que los factores FCI sean asignados en función de la demanda histórica promedio de las que superan el percentil del 95% de las demandas máximas del mes con más requerimiento térmico.</p> <p>Para nuevos consumidores la demanda máxima se incluirá como otro agente que aporta a la demanda máxima proyectada con el valor máximo declarado</p>	<p>La declaración de la demanda típica no garantiza que el consumidor este declarando la demanda real en el momento de máxima demanda del sistema eléctrico hondureño, por lo que es necesario que los factores FCI sean asignados en función de la demanda histórica promedio de las que superan el percentil del 95% de las demandas máximas del mes con más requerimiento térmico.</p>	ODS
31	19	<p>Se sugiere indicar la referencia de los valores presentados en la tabla, valores utilizados para obtener las pérdidas en la red.</p>	<p>Para mayor claridad de las fuentes de respaldo de los valores utilizados en los cálculos indicados en la NTPF.</p>	ODS
32	20	<p>Pareciere que todo está demás, ya que la Norma Técnica de Contratos obliga a hacer esas declaraciones, sólo el último párrafo podría ser que aporte a la forma de hacer la verificación.</p>	<p>Pareciere que todo está demás, ya que la Norma Técnica de Contratos obliga a hacer esas declaraciones, sólo el último párrafo podría ser que aporte a la forma de hacer la verificación.</p>	ODS
33	22	<p>Observación No.1: Modificar el penúltimo párrafo a efectos de leerse de la manera siguiente: “En el caso que, una central haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá realizar el cálculo de la</p>	<p>Justificación No.1: No resulta propio pagar la potencia firme completa si la central no estuvo funcionando todo el mes, esto distorsiona las señales de mercado y desdibuja la capacidad efectiva de aporte de potencia al sistema.</p>	ODS



Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>potencia firme disponible sólo para la parte del mes en que la central haya estado en operación, sin embargo, para efectos de este cálculo, el número de horas mensuales o de horas críticas serán siempre las horas totales contenidas en el mes, y para las centrales térmicas sólo proporcionalmente a las horas en que se mantuvo disponible.”</p> <p>Observación No.2: Modificar el último párrafo a efectos de leerse de la manea siguiente: “Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema, que haya iniciado operación antes de los primeros 15 días del período de máximo requerimiento térmico, y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología. De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme en los casos siguientes: 1) Con nuevos consumidores calificados que inicien operaciones dentro del año; o, 2) Mediante un contrato de respaldo y solo por los montos de potencia firme contratada. En caso de tener potencia firme adicional, no será tomada en consideración. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos según corresponda.”</p>	<p>Justificación No.2: Habilitar para que se reconozca potencia firme disponible dentro del año para contratos de respaldo, una vez esta nueva capacidad entre al mercado, esto considerando que la central contratante efectivamente estuvo haciendo frente a los compromisos de potencia firme.</p> <p>En el caso de nuevos consumidores, de igual forma cuando se crea la necesidad al estar disponible la planta generadora, es merecido reconocer la parte de la potencia firme contratada, pero no más, ya que no estuvo en periodo crítico.</p>	
34	26	<p>Consulta: En qué momento se debe hacer efectiva la liquidación con los nuevos cálculos, ¿una vez publicado el informe definitivo de potencia firme?, o ¿se hará un ajuste de ser necesario a partir del mes en que la norma fue publicada?</p> <p>A estos efectos, se debe considerar la necesidad de modificar las disposiciones contenidas en el Artículo 15 del ROM.</p>	<p>Consulta: En qué momento se debe hacer efectiva la liquidación con los nuevos cálculos, ¿una vez publicado el informe definitivo de potencia firme?, o ¿se hará un ajuste de ser necesario a partir del mes en que la norma fue publicada?</p> <p>A estos efectos, se debe considerar la necesidad de modificar las disposiciones contenidas en el Artículo 15 del ROM.</p>	ODS
35	1	<p>Se propone que se escriba metodologías. En el último párrafo se debe eliminar uno de los "que" pues se repite. Eliminar a la comercializadoras</p>	<p>Son varias metodologías las que se utilizan dentro de la norma. Las reformas de la LGIE indican la eliminación de los comercializadores.</p>	Independiente

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
36	2	Eliminar " importaciones y exportaciones pactadas"	El periodo crítico debe ser el resultado de lo que pasa en realidad y no solo con los contratos firmes.	Independiente
37	8	Dejar "el ODS simulará el despacho ... con el mismo modelo ... y los mismos datos que utiliza para la planificación ..." ¿Qué hará el ODS si debe simular la operación pero todavía no tiene la info de todas las centrales organizada en etapas semanales?	No se sabe a que estimación se habla	Independiente
38	9	¿Qué significa "representar" una cantidad de energía? ¿Qué es "la cantidad de energía de las semanas que lo componen"? ¿Toda la energía o solamente la definida en el artículo 2, que es parte del "requerimiento térmico"? No es correcto decir "El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año ..." porque un lunes no es una semana.	No es correcto decir "El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año ..." porque un lunes no es una semana.	Independiente
39	1	b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, y consumidores calificados Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá como la demanda de potencia de ese agente en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, y por el margen de reserva reglamentario.	Comentario general a la modificación: Se considera prudente realizar un ensayo por medio de un taller o foro poniendo en práctica la metodología propuesta y que se discuta con representantes de distintas tecnologías integrando equipos técnicos y especializados a efecto de visualizar los resultados. Debido a que se está eliminando la actividad de comercialización en la presente propuesta, se considera que debe eliminarse igualmente en el literal b. Mejorar en redacción.	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica
40	2	El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en el que es máxima la cantidad de energía compuesta por los elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles	Ver las palabras agregadas en la redacción propuesta	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		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.		
41	3	Artículo 3. El Operador del Sistema determinará la potencia firme de cada central generadora del SIN y el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores como se describe en la presente norma, y publicará los valores resultantes a más tardar el 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM). Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes emitidos en un determinado año, serán válidos para el año siguiente. Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.	Se recomienda tomar en consideración publicar el posible periodo crítico del sistema para el año siguiente a efecto de que los agentes generadores reacomoden sus planes de mantenimiento mayores en cumplimiento a lo indicado en la sección 4.2 de la NT-Mantenimientos donde indica que la empresa generadora tiene la obligación de evitar de ser posible la programación de mantenimientos dentro del periodo crítico del sistema, igualmente en la sección 5.2 indica que se debe evitar programar mantenimiento en el periodo crítico del sistema y finalmente en la sección 6.1 la facultad del CND de rechazar solicitud de mantenimiento en el periodo crítico; por tanto para los agentes resulta imposible dar cumplimiento a estas disposiciones sin conocer previamente el periodo crítico publicado.  Asimismo, se recomienda incluir la obligación de la publicación del Informe Final de Potencia Firme.	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica
42	4	Asimismo, cada central generadora podrá vender potencia firme en el mercado eléctrico de oportunidad nacional en el proceso de liquidación de los desvíos de potencia firme.	Mejora de redacción utilizando los términos que ya se encuentran en la normativa del sector eléctrico.	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica
43	5	Artículo 5. Las empresas distribuidoras y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico deberán tener cubierto sus requerimientos de potencia firme mediante contratos suscritos con generadores nacionales o con agentes del MER dedicados a la actividad de generación ubicados en otros países de la región.	Se sugiere agregar productores debido a que los agentes del MER también se encuentran incluidos las comercializadoras.	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
44	6	El Operador del Sistema no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, limitación de generación por restricciones en la red o aplicación de criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo, fallas o salida de servicio para mantenimiento, de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona o por eventos causados por otro agente del MEN.	Se considera prudente agregar otros efectos que no tendrá en cuenta en Operador del Sistema.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica
45	8	Artículo 8. Como base para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras para cada 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 para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red. La simulación incluirá la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas.	Se propone mejorar la redacción	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica
46	9	Artículo 9. La simulación del despacho económico para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energía generadas por cada central en cada etapa semanal para cada escenario. Con base en dichos resultados, a continuación, se describe el procedimiento que el Operador del Sistema utilizará para determinar el período de máximo requerimiento térmico del sistema:  1. En primer lugar, determinará para cada etapa semanal en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2. 2. Seguidamente, determinará para cada escenario 49 conjuntos de cuatro semanas consecutivas cada uno, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto tomará como primera semana el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año. 3. Luego, calculará el promedio de energía de los 100 escenarios para cada uno de los 49 conjuntos definidos conforme al numeral en 2 precedente. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.	Considerar que en los conjuntos que si se traslapan podrían ser incluso el periodo crítico por lo cual, no se considera conveniente limitar a que no se traslapen.  Se sugiere aclarar y determinar si el periodo de máximo requerimiento térmico son ahora 12 semanas.  Se propone mejorar la redacción	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>4. Posteriormente, identificará y seleccionará los tres conjuntos de cuatro semanas consecutivas para el cual dicho valor de energía promedio es máximo, asegurando que estos conjuntos no se traslapen entre sí.</p> <p>5. Finalmente, los tres conjuntos descritos en el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema.</p>		
47	10	<p>Artículo 10. Una vez determinado el lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el período crítico del sistema:</p> <p>1. Primero se calculará, para cada hora dentro del período de máximo requerimiento térmico, el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:</p> <p>Donde:  Mt: es el margen de reserva en la hora t;  N: es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico;  Pit: es la potencia disponible de la central i en la hora t;  Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador t del año de estudio.</p>	<p>Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.</p>	<p>Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica</p>
48	11	<p>Artículo 11. En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.</p> <p>El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:  Donde <math>\Delta D</math> es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.  El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución</p>	<p>Considerar que trasladar tema de potencia efectiva al artículo 12, debido que se considera que ahí es donde debería ir desarrollado.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Es importante incluir excepciones de eventos de caso fortuito y fuerza mayor que son eventos que no son imputables al agente generador y que a la vez no debería ser considerado en las causas de reducción de disponibilidad.</p> <p>Se sugiere mejora en redacción a efecto que sea congruente con lo indica en el inciso 1 de la presente propuesta.</p>	<p>Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica</p>

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>propias del agente productor; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; y (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.</p> <p>El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida solo a mantenimiento programado con la expresión siguiente:  Donde NM es el número de intervenciones de mantenimiento programado incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HMi son las horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en la ocasión i; RMi es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i; K es la potencia efectiva de la central; y HA es el número de horas del año en estudio.</p> <p>El Operador del Sistema calculará también la reducción de disponibilidad debida a las tres últimas causas listadas arriba basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:  Donde <math>\Delta DT</math> es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice j indica las ocasiones en que cada unidad generadora salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. HTj es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión j. RTj es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j. En este caso, el número de horas del año, HA, se multiplica por 2 para representar el período de 24 meses cuyos registros de operación sirven de base para el cálculo. El Operador del Sistema pondrá el valor de <math>\Delta DT</math> en su base de datos sobre</p>	<p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Considerar que debe definirse el tiempo y acortarse a “máxima inyección”. Con la redacción actual, puede que una central no alcance a tener todas sus unidades disponibles en el período crítico, con lo cual el valor no podrá ser determinado; Asimismo debe definirse el espacio de horas de entrega de la potencia...1 hora 2 o 3 de energía y posteriormente el máximo de potencia inyectada.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Considerar la aplicación de tomar la medición comercial cuando no se hayan realizado pruebas en algunas plantas de generación renovable, ya que pueden considerarse en periodos cuando la planta no cuente con recurso.</p>	

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>las centrales como un parámetro característico de cada central, válido para el año para el cual calcula la potencia firme, a fin de utilizarlo posteriormente en la determinación de la potencia firme disponible de la central durante cada mes del año.</p> <p>Por potencia efectiva de una central se entenderá como la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora bajo condiciones de período crítico en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios de la central. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema determinará la potencia efectiva de una central refiriéndose a los datos del medidor comercial de la misma en la más reciente ocasión dentro del período crítico en que la central haya tenido disponibles todas sus unidades y el Operador del Sistema le haya pedido entregar a la red la máxima potencia posible.</p> <p>La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:</p> $\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$ <p>El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:</p>		
49	12	<p>Artículo 12. El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:</p> <p>a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del Operador del Sistema su capacidad disponible.</p> <p>b. La información que los Agentes productores deberán comunicar al Operador del Sistema a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas como lo prevé el literal E del artículo 9 del ROM.</p>	<p>Determinar que la energía generada en el caso de las centrales térmicas será remunerada al costo variable de generación y a las centrales de generación renovables al costo marginal horario nodal.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>c. El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el Operador del Sistema en la operación diaria.</p> <p>d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. Para ese propósito, el Operador del Sistema deberá utilizar un programa de computadora que genere los requerimientos aleatoriamente. La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo marginal horario nodal.</p> <p>En su base de datos de la generación, el Operador del Sistema mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El Operador del Sistema verificará ese valor en el curso de la operación del sistema para los medios descritos al inicio del presente artículo. Además, el Operador del Sistema deberá incluir en el Plan Anual de Auditorías Técnicas previsto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación las pruebas necesarias para verificar la potencia efectiva de las centrales con el fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p> <p>El Operador del Sistema programará las pruebas de centrales y coordinará su ejecución con los agentes productores siguiendo los procedimientos establecidos en dicha Norma Técnica de Inspección y Verificación. Las pruebas se harán siguiendo los protocolos de pruebas que serán función de la tecnología propia de las centrales. Los resultados de las pruebas serán registrados mediante los sistemas de medición comercial y de comunicación que los agentes están obligados a tener, de conformidad con el ROM, y quedarán registrados en el Acta de Pruebas correspondiente. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p> <p>Al elaborar el programa de pruebas, el Operador del Sistema buscará minimizar los posibles sobrecostos de operación causados por cualquier operación de una central en prueba que se encuentre fuera del orden de mérito. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p>		



Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<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. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p> <p>Si los resultados de cualquier prueba indican una potencia efectiva diferente de la registrada en la base de datos de la generación, el Operador del Sistema reemplazará el valor de la base de datos por el valor resultante de la prueba. En caso de que la prueba haya resultado en un valor inferior al que estaba registrado en la base de datos, el agente productor podrá solicitar una nueva prueba después de haber llevado a cabo las acciones correctivas necesarias. En ese caso, el agente productor será responsable de cubrir cualquier eventual sobre costo de la operación del sistema que sea causado por la nueva prueba. (Previamente se encontraba en el artículo 13)</p>		
50	13	<p>Artículo 13. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:</p> $F = D \times K$ <p>Donde F es la potencia firme de la central, en kW o en MW, D es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio como se indicó en el artículo anterior; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.</p> <p>Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando el factor de disponibilidad promedio de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional. Una vez</p>	Se recomienda considerar las plantas que están inactivas o no están en operación pero que si se incorporaran próximamente.	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>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>		
51	14	<p>Artículo 14. Para las centrales hidroeléctricas el Operador del Sistema determinará, con base en la simulación del despacho económico del sistema mencionada en el artículo 8, lo siguiente:</p> <p>1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación:</p> <p>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.</p> <p>2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual: ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>3. Hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p>	<p>Considerar que referente a literales 2.b y 3 b. en las proyecciones en el modelo de simulación que se realicen de disponibilidad de la central en el periodo crítico, no se toma en consideración la capacidad de reserva secundaria; por tanto, se recomienda no tomar en consideración dichas reservas.</p>	<p>Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica</p>

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>c. El nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>Los datos resultantes serán utilizados en el cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas según corresponda en los artículos 15 y 17.</p>		
52	15	<p>Artículo 15. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el 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> <p>Para efectos de la presente norma, se entenderá por central con capacidad de regulación diaria aquella cuyo embalse no tiene capacidad anual, mensual ni semanal, pero que es suficiente para transferir energía como</p>	Se propone mejorar la redacción	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		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.		
53	16	<p>Artículo 16. Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía generada por cada central durante el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.</p> <p>Enseguida, procederá a determinar para cada central eólica y solar las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central.</p>	Revisar la redacción propuesta	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica
54	17	<p>Artículo 17. Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el Operador del Sistema determinará tanto la energía generada como la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir por la central en las horas del período crítico y determinará además el nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 3 del artículo 14.</p> <p>El Operador del Sistema tomará la sumatoria de la energía neta generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir suplida por la central en las horas del período crítico y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico para obtener un valor de potencia. Ese valor lo comparará tanto con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio, así como con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse asociado excedido en el 95% de los casos al final del período de máximo requerimiento térmico</p>	<p>Se propone mejorar la redacción</p> <p>Considerar: ¿a que nivel de embalse se refiere? ¿Al promedio o al excedido en el 95% de las series?</p> <p>Por lo anterior, la disposición debe incluir el nivel de embalse asociado que se tomará en consideración por cada serie, a efecto de determinar la potencia firme de la central. Se propone incluir que serán las series excedidas en el 95% de los casos. Se propone redacción.</p>	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
55	18	<p>Artículo 18. Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán suministrar al Operador del Sistema las series de aportes de su fuente de energía primaria que tengan disponibles, incluyendo los valores, registrados o generados sintéticamente, de la etapa de planificación, diseño y construcción del respectivo proyecto.</p> <p>La información hidrológica de centrales o complejos hidroeléctricos con capacidad de regulación y almacenamiento deberá estar certificada por un hidrólogo profesional y deberá apegarse a los lineamientos que determine el Operador del Sistema. Los agentes productores hidroeléctricos deberán indicar, en su caso, cuál es el caudal “ecológico” establecido en su contrato de medidas de mitigación ambiental, las restricciones de generación mínima de las turbinas, el caudal turbinable mínimo de la central, la información necesaria para establecer su coeficiente de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el Operador del Sistema para una adecuada representación de la central en los modelos de programación de la operación.</p> <p>Los agentes productores deberán presentar los datos para etapas sucesivas de un mes y, en caso de tenerlos disponibles, también para etapas sucesivas de una semana. A partir de la publicación de la presente norma, los agentes productores llevarán el registro de aportes de la fuente primaria tanto de manera mensual como semanal.</p> <p>Además, aquellos agentes productores que no tengan la información de años anteriores organizados en etapas semanales deberán organizarlos en dicho formato semanal. También, si no tienen información detallada que permita identificar los aportes correspondientes a cada semana, deberán determinar coeficientes de repartición de las cantidades mensuales en cantidades semanales con base en un análisis de los datos actuales y pasados en caso de tener información desagregada.</p>	<p>Al eliminar el límite de obligatoriedad de 10MW para centrales hidroeléctricas, se considera prudente incluir un periodo de transición a efecto que las mismas puedan prepararse y recopilar la información hidrológica necesaria para el proceder a dar cumplimiento a la presente disposición.</p> <p>Adicionalmente, se considera que este requerimiento no debería aplicarse a centrales generación con capacidad instalada menor de 5MW (Generación Distribuida) por su tamaño, el detalle y costo de la información requerida y el manejo o control posterior de dicha información.</p>	<p>Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica</p>

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<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>		
56	19	<p>Artículo 19. A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras y los consumidores calificados deberán comunicar al Operador del Sistema sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes a jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados.</p> <p>Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p> <p>Para reflejar las pérdidas en la red, el Operador del Sistema incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes:</p> <p>*Tabla igual*</p> <p>Artículo 19. A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras y los consumidores calificados deberán comunicar al Operador del Sistema sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas</p>	<p>Considerar basar los valores de la tabla en las simulaciones del año anterior o en todo caso, justificar dichos valores.</p> <p>Considerar la duplicidad de las pérdidas en consumidores calificados cuando estos se encuentran regulados y son parte de los clientes de la distribuidora.</p> <p>Considerar sobrecontratación de potencia firme al estar el valor RFi relacionado al margen de reserva.</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes a jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados. Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial.</p> <p>Para reflejar las pérdidas en la red, el Operador del Sistema incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes: Forma como la Carga es Servida Divisor Mediante línea de 230 kV 0.980 Con transformador 230/138 kV exclusivo 0.975 Mediante línea de 138 kV 0.965 Con transformador 138/69 kV exclusivo 0.962 Mediante línea de 69 kV 0.938 Con transformador de 69 kV/MT exclusivo 0.931 Mediante línea de MT 0.904 Con transformador MT/BT exclusivo 0.883 Mediante línea de BT 0.850</p> <p>El Operador del Sistema sumará las curvas de carga típicas de los agentes, incrementadas por las pérdidas, para el mes en que se produce el máximo requerimiento de potencia del sistema eléctrico dentro del período crítico para obtener la curva de carga global del sistema eléctrico del día de ese mes en que se produce dicho máximo requerimiento de potencia. El Operador del Sistema determinará los factores de contribución de las demandas de los diferentes agentes compradores considerados con base en la expresión siguiente.</p> <p>Donde <math>P_{maxist}</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>D_{maxi}</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>f_{Ci}</math> es el factor de contribución de</p>		

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>ese agente. El producto <math>fCi \times D_{maxi}</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> $RF_i = (1+M) \times fCi \times D_{maxi}$ <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>		
57	21	<p>Artículo 21. 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 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</p>	<p>Se propone mejora en la redacción inicial de esta disposición ya que este artículo es para determinar la disponibilidad de la central y no para determinar la potencia firme de la central.</p> <p>Considerar que resulta incongruente el inciso “(1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución propias” del agente productor con lo indicado en Donde <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. Se recomienda cambiar a periodo crítico el inciso (1)</p> <p>Es importante incluir excepciones de eventos de caso fortuito y fuerza mayor que son eventos que no son imputables al</p>	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica



Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;</p> <p>Un parámetro clave para esa determinación será el factor de disponibilidad mensual.</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente:  Donde <math>D_m</math> es el factor de disponibilidad mensual calculado para el mes m. La primera sumatoria corresponde a todas las reducciones de disponibilidad de la central registradas en el mes m por causa de mantenimientos programados dentro del período crítico. La segunda sumatoria corresponde a la reducción de disponibilidad en el mes m debido al resto de las causas; donde l es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad por mantenimientos programados en ese período; <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; K es la potencia efectiva de la central; <math>H_{pc}</math> son las horas del período crítico dentro del mes m; n es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad debido al resto de las causas; <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>	<p>agente generador y que a la vez no debería ser considerado en las causas de reducción de disponibilidad.</p> <p>Se recomienda que la primera sumatoria se aplicable solo a los meses donde ocurra el máximo requerimiento térmico y a efecto de lograrlo se sugiere incluir en el texto que sea solo aplicable a esto.</p> <p>Se propone mejorar la redacción</p>	
58	22	<p>Artículo 22. Para determinar la potencia firme que durante el mes m una central térmica que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa mezclada con combustibles fósiles y que opera todo el año, o una central geotérmica, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras del último año, o (2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión:</p>	<p>Se propone mejorar la redacción:</p> <p>Existe una contradicción entre la disposición que indica ..”(2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión” y “Donde <math>D_m</math> es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m y K es la potencia efectiva de la central”; ya que establece disponibilidad anual actualizado hasta el</p>	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p><math>F_m = D_m \times K</math></p> <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, 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> <p>a. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y este valor lo dividirá entre el total de horas del mes.</p> <p>b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la sumatoria de la energía neta generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central durante el período crítico del mes y dicha suma la dividirá entre el total de horas del período crítico del mes.</p> <p>El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para el año de estudio. En caso de que</p>	<p>final del mes y en el inciso siguiente una disponibilidad mensual de la central.</p> <p>Se propone mejorar la redacción: Se considera que en el punto de medición ya se obtienen los valores de potencia neta por tanto, ya se encuentra descontado el consumo propio.</p> <p>Se propone mejorar la redacción Referente a las condiciones de determinación de potencia firme a una planta que haya iniciado operación antes del inicio del máximo requerimiento térmico y no este contemplada en el informe definitivo de PF, se considera que dichas condiciones pueden resultar rígidas y limitativas, debido a que el acto de que una planta entre en operación antes del inicio del periodo de máximo requerimiento térmico no es equivalente a que no pueda proveer potencia firme al sistema; se sugiere aplicar la metodología de la presente norma tomando en cuenta el aporte que la planta realiza al sistema (en contratos o desvíos de potencia) y en todo caso si la planta se encuentra contratada que sea un elemento a considerar en el cálculo de PF de dicha planta. Adicionalmente en las condiciones contractuales no se contempla la posibilidad que sea un contrato con la distribuidora.</p> <p>Tomar en cuenta a la vez, que esa condición limitativa podría ser tomada como una señal de no inversión para entrar al mercado eléctrico hondureño para un potencial inversionista, el cual, no asumiría el riesgo de entrar sin potencia firme, aunque pueda brindarla; se sugiere considerar dicha limitación con el efecto adverso para el déficit de generación que sufre el país en la actualidad.</p>	

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<p>la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el informe, tomará este último valor como la potencia firme disponible de la central en el mes. En caso contrario, procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.</p> <p>Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto <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 m 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 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>		

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
59	23	<p>Artículo 23. Cada mes, el Operador del Sistema verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el Operador del Sistema hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción del mes en que el agente comprador haya estado en operación.</p> <p>Las demandas registradas serán incrementadas para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolas entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior.</p> <p>Si la contribución de un agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes, incrementada por el margen de reserva reglamentario, fue mayor que el requerimiento de potencia firme que el Operador del Sistema había determinado para ese agente en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, el Operador del Sistema tomará como su requerimiento de potencia firme del mes la contribución real de este agente al máximo requerimiento de potencia del sistema, incrementada por el margen de reserva. En caso contrario, su requerimiento de potencia firme del mes será el valor de requerimiento de potencia firme que el Operador del Sistema haya determinado para ese agente en dicho informe.</p> <p>En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido considerado en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores y que se haya incorporado durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema, el Operador del Sistema utilizará como base una declaración jurada de sus proyecciones mensuales de demanda máxima horaria, incrementada por las pérdidas y el margen de reserva, a fin de que constituya su requerimiento de potencia firme del informe definitivo de requerimientos de potencia firme de agentes compradores.</p>	<p>Considerar igualmente el escenario si un consumidor calificado es autorizado para realizar transacciones en el MEN previo al inicio del periodo de máximo requerimiento térmico del sistema. Se propone redacción para tal caso</p> <p>Tal como está redactado se interpreta que un consumidor calificado, aunque entre posteriormente no debe proceder a contratar su requerimiento de potencia y pagar los productos regulados por la LGIE, lo cual estaría erróneo, debido a que estos consumidores calificados al participar en el Mercado Eléctrico Nacional son considerados como Agentes para todos los efectos de derechos y obligaciones de conformidad al artículo 13 y 16 del RLGIE. Se propone redacción para tal caso.</p>	<p>Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica</p>

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
60	25	<p>Artículo 25. Los desvíos de potencia firme determinados por el Operador del Sistema serán liquidados en el mercado de oportunidad.</p> <p>Tanto para los agentes productores como para los agentes compradores cuyo desvío de potencia firme del mes m sea positivo, el Operador del Sistema liquidará sus excedentes de potencia firme en el mercado de oportunidad. A la inversa, tanto para los agentes productores que venden potencia firme, como para los agentes compradores, cuyos desvíos de potencia sean negativos, el Operador del Sistema liquidará sus faltantes de potencia firme en el mercado de oportunidad. El precio de la potencia para estas liquidaciones será el precio de referencia de la potencia establecido vigente.</p> <p>No obstante lo anterior, los agentes que tengan excedentes de potencia firme solo podrán recibir pago en concepto de liquidación de los desvíos de potencia en el mercado de oportunidad por una cantidad de potencia firme para la cual exista una demanda en forma de desvíos de potencia negativos de agentes productores y de agentes compradores. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos positivos sea superior a la de los desvíos negativos, el Operador del Sistema repartirá entre los agentes que tengan desvíos positivos el monto total a pagar por los agentes que tengan desvíos negativos a prorrata de sus desvíos positivos individuales. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos negativos sea superior a la de los desvíos positivos, el Operador del Sistema repartirá entre los agentes que tengan desvíos negativos el monto total de las cantidades a pagar 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>Se propone mejorar la redacción</p> <p>La CREE si se debe mantener desvíos de potencia firme o mejor sustituirlo por desvíos de potencia debido a la conveniencia del mercado eléctrico nacional</p>	<p>Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica</p>

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
		<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>		
61	26	<p>Artículo 26. En caso de que exista una modificación a la presente norma y el Operador del Sistema haya publicado el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras o el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores, el Operador del Sistema debe revisar los valores de los informes en referencia a fin de determinar si se hace necesaria su actualización.</p> <p>En el caso de que luego de revisado los informes correspondientes existieran modificaciones a su contenido, el Operador del Sistema deberá publicar sus modificaciones a más tardar 30 días calendario luego de la modificación de la presente norma técnica.</p> <p>Si luego de publicado los informes modificados los Agentes Productores o Agentes Compradores, en su caso, se consideren afectados deberán seguir el procedimiento y plazos establecidos en el artículo 14 del ROM referente a las alegaciones y la resolución de controversias en la emisión del Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.</p>	<p>Se considera que debe procurarse no indicarse en normas disposiciones que pueden resultar contrarias a lo indicado en la Constitución de la República, ya que el revisar valores ya establecidos en el pasado utilizando una norma que fue modificada en el futuro puede interpretarse como retroactividad de la ley; debido a que el artículo 96 de la Constitución de la República indica que la ley no tiene efecto retroactivo, excepto en materia penal. Es decir, pese a que el Operador del Sistema tiene la facultad de actualizar los informes, no tiene la facultad de actualizar aplicando retroactivamente una norma. Tomar en consideración igualmente que para la determinación de potencia firme de las centrales también conlleva el requerimiento de potencia firme de la demanda junto con la reserva, lo cual obliga a la distribuidora y consumidores calificados a la contratación de los mismos, por tanto, al aplicar este artículo la distribuidora y consumidores calificados estarían en posible incumplimiento automático de la LGIE y su reglamento. Se recomienda eliminar este artículo.</p>	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica
62	10	<p>Eliminar la inclusión de tecnología solar, o en su defecto modificar a considerar la potencia disponible que ofrezca en el periodo critico del sistema.</p>	<p>Solar no ofrece Potencia Firme, es una tecnología variable, y además no esta disponible durante la noche del máximo pico de demanda del sistema.</p>	Secretaria de Energia

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
63	16	Eliminar la tecnología solar en este artículo.	No ofrecen potencia firme, su naturaleza es demasiado variable además no estar disponible durante la noche cuando ocurre el máximo pico de demanda en nuestro país, esto sería sencillamente una especie de promedio con un resultado bajo dado que es en función de la energía.	Secretaría de Energía
64	22	Eliminar en este artículo la tecnología solar.	No ofrecen potencia firme debido a su naturaleza variable y que no se encuentra disponible durante la noche cuando es el máximo el pico de demanda.	Secretaría de Energía

## Anexo II: Comentarios recibidos no admisibles

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Justificación sobre comentario no admitido, CREE
1	20	<p>Artículo 20. De conformidad con lo que establece la Norma Técnica de Contratos, cada agente productor deberá mantener informado al Operador del Sistema de los contratos para venta de potencia firme y de energía que tenga con agentes compradores, indicando la cantidad de potencia firme que estará vendiendo en cada contrato y quién es el comprador.</p> <p>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> <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</p>	Ver la redacción propuesta	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica	El comentario se determina como no admisible puesto que no se identifica propuesta de redacción diferente a la que se encuentra actualmente sobre el artículo en cuestión.



Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Justificación sobre comentario no admitido, CREE
		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.			
2	24	<p>Artículo 24. Una vez que el Operador del Sistema haya determinado para las centrales y para los agentes compradores respectivamente su potencia firme disponible en el mes y su requerimiento de potencia firme del mes determinará para cada agente productor que vende potencia firme, así como para cada agente comprador las diferencias siguientes, las cuales son los desvíos de potencia firme: a. Para cada agente productor determinará la diferencia entre la potencia firme disponible total, durante el mes m, de las centrales de las que el agente es titular, más las cantidades de potencia firme que haya comprado de agentes productores, y la cantidad total de potencia firme que tenía comprometida para venta en contratos con agentes compradores durante el mes, aplicando la expresión siguiente:</p> <p>Donde <math>\Delta F_m</math> es el desvío de potencia firme del agente productor durante el mes m; N es el número de centrales pertenecientes al agente productor; <math>F_{im}</math> es la potencia firme que la central i tuvo disponible durante el mes m; <math>N_G</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 j durante el mes m; <math>N_C</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 comprometida por el agente productor con el agente comprador k durante el mes m.</p> <p>b. Para cada agente comprador, el Operador del Sistema determinará la diferencia entre la cantidad de potencia firme que el agente tenía</p>	Revisar la redacción propuesta	Asociacion Hondureña de Productores de Energia Electrica	El comentario se determina como no admisible puesto que no se identifica propuesta de redacción diferente a la que se encuentra actualmente sobre el artículo en cuestión.

Número	Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Justificación sobre comentario no admitido, CREE
		<p>contratada en el mes <math>m</math> con generadores y su requerimiento de potencia firme de ese mes.</p> <p>Donde <math>\Delta R F_m</math> es el desvío de potencia firme del agente comprador durante el mes <math>m</math>; <math>N V</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>R F_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>			