



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Comentarios Recibidos

Consulta pública CREE-CP-07-2021

Preparado por:

Unidad de Mercados Eléctricos

Dirección de Asuntos Jurídicos

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, noviembre de 2021

Índice de contenido

Contenido

1. Criterios de evaluación	4
2. Participación en consulta pública CREE-CP-07-2021.....	5
3.1 Comentarios recibidos por artículo	5
3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	5
3.3 Comentarios recibidos por institución.....	6
3.4 Usuarios por ubicación.....	6
3. Revisión de comentarios recibidos.....	7
4. Anexo: Comentarios Recibidos de la Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF)	7

Índice de Figuras

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

Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) 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 F 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-07-2021 que inició oficialmente por medio de la convocatoria publicada en el sitio web oficial de la CREE. En este proceso de consulta pública se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de 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 Interno de Consulta Pública.

Dicha propuesta tiene como objetivo consultar, entre los temas más destacados, los siguientes elementos regulatorios: i) La modificación de la definición del período crítico del sistema para que este periodo refleje la máxima necesidad de capacidad de generación del sistema. Es decir, las horas en que el sistema eléctrico es más exigido, por lo que en esta propuesta se considera el aporte que el conjunto de centrales que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ofrece a la seguridad de suministro del sistema; ii) Establecer que el cálculo de la potencia firme de las centrales se basará en simulaciones de la operación del sistema realizada con los mismos modelos utilizados por el Operador del Sistema para la planificación operativa para lograr resultados más congruentes entre sí ; iii) Establecer que la determinación de la potencia firme de las centrales generadoras solamente debe considerar factores relacionados con las centrales sin considerar afectaciones de las redes a las que están conectadas; iv) Establecer la obligación de las Empresas Generadoras de suministrar la información necesaria para el cálculo de la potencia firme de sus centrales y las alternativas que tiene el Operador del Sistema en caso de incumplimiento de los generadores en suministrar esta información.

Adicionalmente, en esta propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme se incluye también la metodología que deberá implementar el ODS para la determinación del requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados y la metodología para el cálculo y liquidación de los desvíos de potencia firme.

El proceso de consulta pública inició el 27 de octubre de 2021 y se estableció como fecha inicial de cierre el 02 de noviembre del 2021. No obstante, en atención a las diversas solicitudes presentadas por los participantes, el proceso se extendió hasta el 08 de noviembre del año en curso. Bajo este contexto, surge el presente documento y sus anexos que contienen todos los comentarios recibidos incluyendo las propuestas, justificaciones y nombre de la institución que realizó cada comentario. El objeto del presente documento y sus anexos es presentar de manera organizada las opiniones, comentarios y observaciones que fueron recibidas y admitidas durante la Consulta Pública de la CREE.

1. Criterios de evaluación

Una vez cerrada la consulta pública, todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para este fin fueron analizados por el equipo técnico de la CREE, con el propósito de definir sobre su admisibilidad. La CREE consideró como admisibles aquellas posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido y que cumplieron con los criterios siguientes:

1. Las propuestas ingresadas para cada artículo deben referirse exclusivamente al contenido que se encuentra en este; es decir, cada propuesta 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.

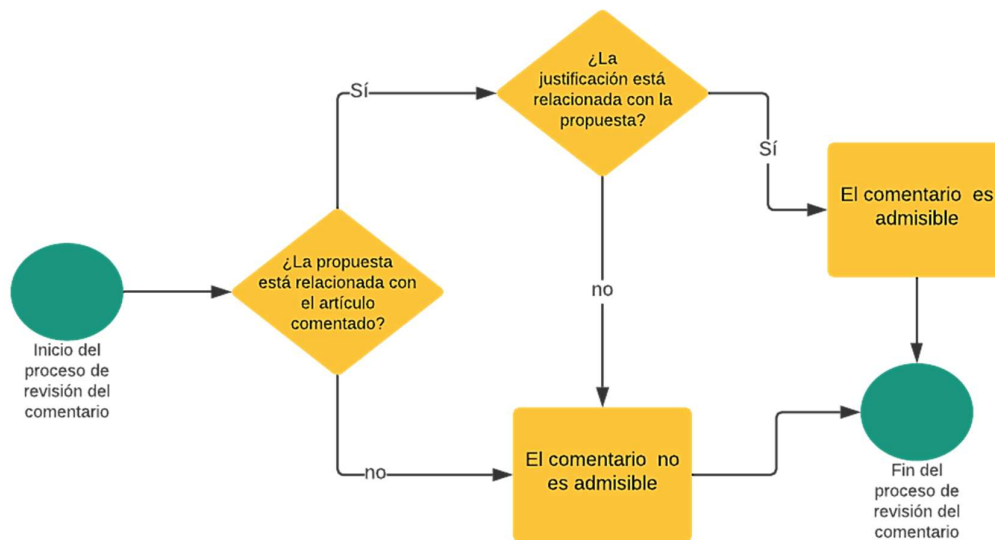


Figura 1-1 Proceso de revisión de comentarios

2. Participación en consulta pública CREE-CP-07-2021

3.1 Comentarios recibidos por artículo

El proceso de consulta pública CREE-CP-07-2021 inició el 27 de octubre y finalizó el 08 de noviembre del presente año, donde se puso en consulta la propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme que consta de 25 artículos.

Un total de 83 comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra la cantidad de comentarios recibidos por artículo. El artículo 6, artículo 1 y artículo 12 recibieron 7, 6 y 6 comentarios respectivamente, siendo los artículos con más comentarios recibidos, seguidos por los artículos 2, 11, 13 y 19 con 5 comentarios recibidos cada uno.

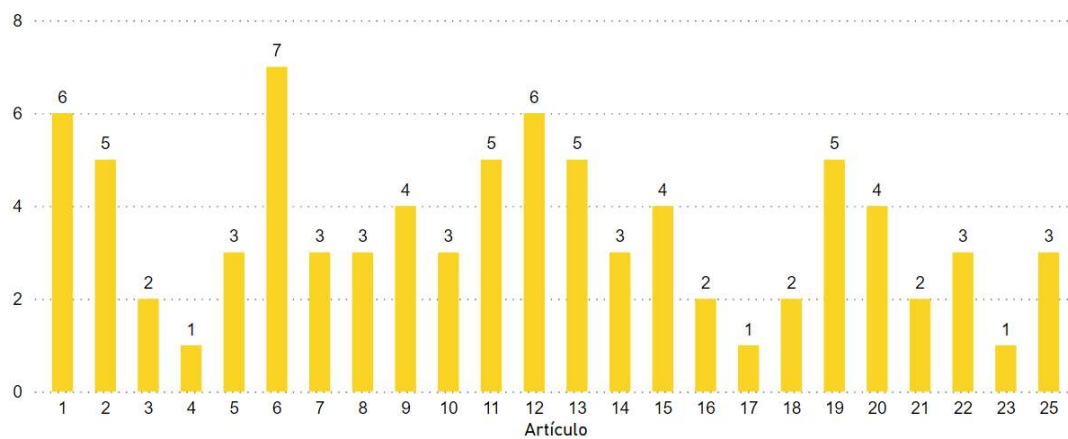


Figura 2-1 Comentarios recibidos por artículo

3.2 Comentarios recibidos por fecha

Es posible observar que, que en los días iniciales de la consulta pública la participación fue escasa, no obstante, se destaca que los días 2 y 8 noviembre se presentó el mayor número de comentarios recibidos. La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del tiempo.

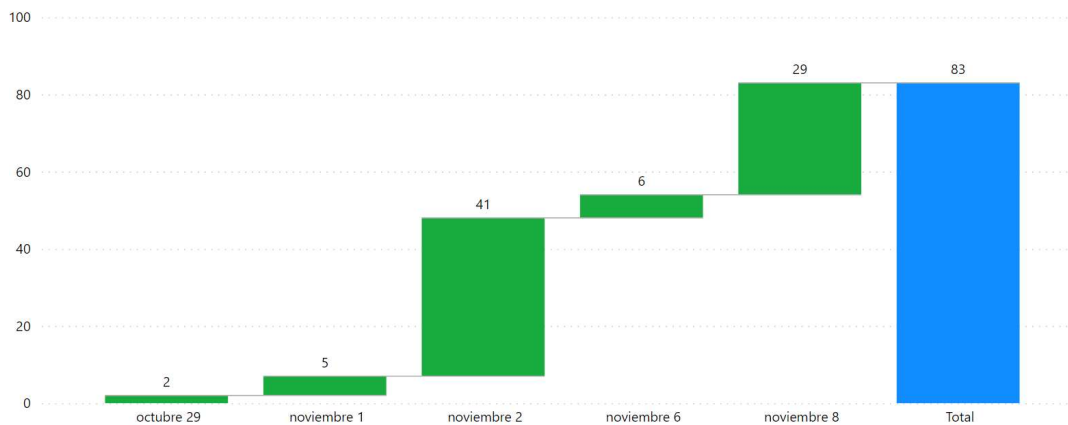


Figura 2-2 Comentarios recibidos por fecha

3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Es posible notar la participación de siete instituciones y un participante que no se identificó con una institución en específico. Las instituciones que tuvieron una mayor participación en el proceso de consulta pública fueron la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE), la Asociación Hondureña de Energía Renovable (AHER) y la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ODS) con 21, 16 y 16 comentarios, respectivamente.

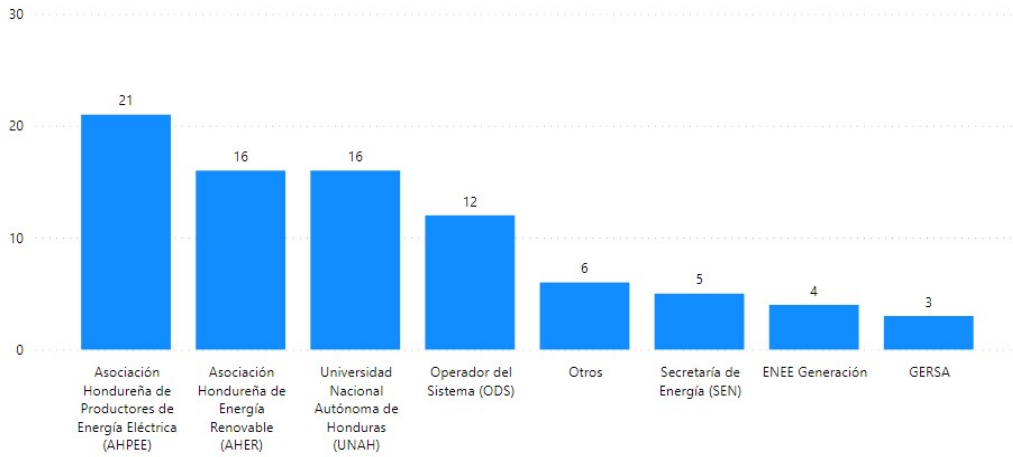


Figura 2-3 Comentarios recibidos por institución

3.4 Usuarios por ubicación

La **Figura 3-4** muestra la cantidad de usuarios que participaron en el proceso de consulta pública según su ubicación. Es posible observar que la mayor cantidad de los comentarios recibidos fueron de usuarios que se encuentran ubicados en la ciudad de Tegucigalpa.

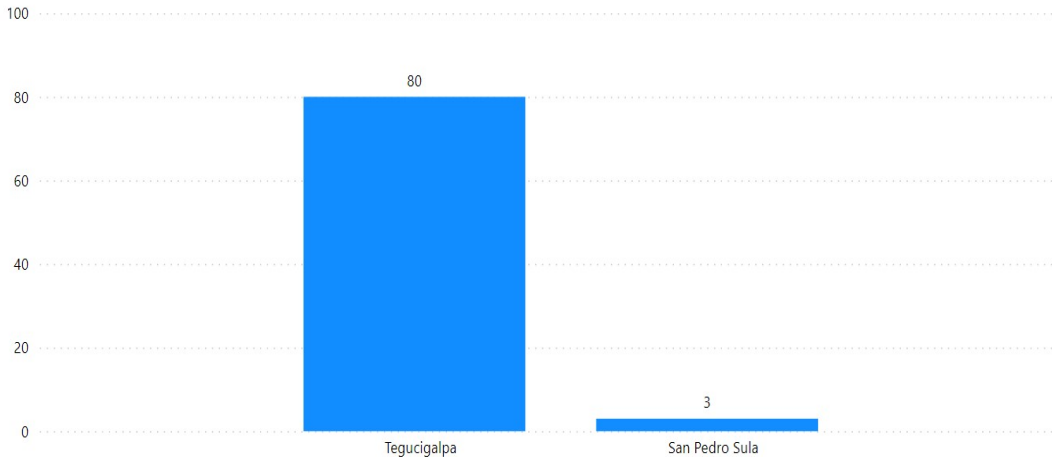


Figura 2-4 Usuarios por ubicación

3. 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 el 100 por ciento de los comentarios recibidos son admisibles.

De forma complementaria a lo mencionado en esta sección, el Anexo: Comentarios recibidos de la Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF) contiene una tabla resumida, útil y de fácil lectura para los participantes, con los comentarios recibidos según la categorización asignada en la revisión realizada previa a este informe.

4. Anexo: Comentarios Recibidos de la Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF)

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
1	Artículo 1	Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá la demanda de potencia de ese agente al momento del máximo requerimiento de la potencia proyectado al sistema eléctrico durante el periodo crítico, incrementado por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, e incrementada nuevamente por el margen de reserva reglamentario.	Aclarar: Contrasta con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, en el artículo No 16, donde se le permite al Consumidor Calificado asegurar hasta un 75% de su demanda firme y sin obligación de cumplir con resarcir las pérdidas y reserva reglamentaria. ¿Es esto solo obligación de la distribuidora? Quien será el responsable del pago de estos desvíos y la reserva correspondiente.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	1049 Reglamento-de-la-Ley-General-de-la-Industria-Eléctrica-RLGIE.pdf
2	Artículo 1	Establecer un artículo transitorio para dejar sin valor ni efecto las disposiciones en contrario, a las disposiciones de la NT-PF, que previamente fueron emitidas en otras normas.	Comentario general: 1. Debería existir un artículo transitorio en esta NT-PF que indique qué queda sin valor y sin efecto las disposiciones contenidas en otra Norma en relación a disposiciones emitidas en las de NT-PF. Por Ejem CREE 072-2020, 3 de julio 2021 Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). Esta norma ya lo expresa en el Art. 32 Determinación de capacidad firme que se aplicará mientras no sea publicada la NT-PF. Pero el art 30 Venta de potencia Firme y art 38 Liquidación diaria de la 072-2020 entre otros no lo dice. 2. El artículo 119 del ROM solo habla del procedimiento para entrada en vigencia del informe para 2022, pero no dice nada con respecto a la metodología que el ODS debe utilizar en los cálculos. Al publicar esta NT-PF	GERSA	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
			antes del 27 dic. 2021, ODS se obliga a utilizar las metodologías de cálculos de esta NT-PF y no como lo dice la normativa actual.		
3	Artículo 1	En General recomiendo que en el caso de las centrales de Generación eólicas y fotovoltaicas a las cuales se les desee calcular su potencia firme, sean únicamente las nuevas centrales generadoras que se vayan a conectar al SIN, ya que las plantas actuales ya tienen sus propios contratos con la ENEE y en esos contratos se define la potencia firme que se les reconoce y que se les paga.	La Ley no es de carácter retroactivo y los contratos de generación entre la ENEE y las plantas de generación renovable ya son leyes preexistentes incluso a la Ley de la Industria Eléctrica.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS	
4	Artículo 1	.Modificaciones de forma de la página 1, sección 1 Incluir definiciones ya que esta Norma Técnica (NT) establece términos especiales que no se encuentran en otras normas o se le podría dar otro sentido a dichos términos. Se considera conveniente que se pongan títulos a los artículos, y dividir en capítulos en esta Norma, para facilitar la lectura y comprensión. Texto original: ... incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, e incrementada nuevamente por el margen de reserva reglamentario.	La NT PF, es una norma complementaria del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM) y es necesario para establecer los parámetros objetivos de un concepto que tiene relevancia en el MEN, siendo este el "Período Crítico" en virtud es en este periodo que se determina la potencia firme la cual es remunerada a los agentes productores. Se esperaría que la NTPF fuera más específica en virtud de ser un norma de tercer nivel y no dejara tanta discrecionalidad al ODS para determinar el período crítico. Así mismo, El ROM ya establece que será en la NTPF que se	Otros	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		<p>Comentario: Hay que aclarar que el comprador no debe pagar doble por las pérdidas eléctricas, ya que al pagar el peaje se entiende que se paga la porción de pérdidas, o en su caso, aclarar ese concepto.</p> <p>Página 10, sección 19.</p>	establecerán los parámetros para determinar el período crítico, pero la NT establece que será a través de una simulación del despacho económico del sistema que el ODS.		
5	Artículo 1	<p>1)Modificación de forma. 2) Son sujetos de aplicación de esta Norma Técnica: 1. El Operador del Sistema (ODS); 2. Las unidades o centrales generadoras del Sistema Interconectado Nacional; 3. Las empresas distribuidoras 4. Toda empresa Transmisora; y; 5. Los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del MEN.</p> <p>3)N/A</p>	<p>1)Consideración de incluir definiciones ya que esta NT establece términos especiales que no se encuentran en otras NT o se le puede dar otro sentido a dichos términos. Importante colocar títulos o capítulos en esta NT, para mejor comprensión, como ser: generalidades aplicables a todas las plantas, cálculo de PF por tecnología y finalmente desvíos de potencia. 2)Se sugiere agregar y determinar quiénes son los sujetos de aplicación de esta Norma Técnica. 3)Se recomienda confirmar que no habrá dualidad de cargos por el uso de la red de distribución (pérdidas).</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
6	Artículo 1A los efectos de la presente Norma, se entenderá por potencia firme de una central generadora aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema y en cualquier momento del	Dado que después se define en artículo 2 las consideraciones en que es máxima la cantidad de energía para el cálculo del periodo crítico del sistema, y además que el mayor periodo crítico ocurre en la noche. Se debe sobrentender que una central debe de estar disponible (tomando	Secretaría de Energía	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		día que se requiera tomando en consideración las causas de indisponibilidades que se mencionan en el artículo 6 de la presente norma técnica.	<p>en consideraciones las indisponibilidades del art 6) en la noche cuando ocurre este periodo crítico.</p> <p>Y aunque también existe un periodo crítico durante el día, se debe dejar plasmado para cualquier momento del día que ocurra.</p> <p>Por lo tanto, la planta debe de estar disponible en cualquier momento que se requiera de su generación para ser llamada potencia firme.</p>		
7	Artículo 2	El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada "BAJO CONDICIONES QUE APORTEN A QUE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA SE PUEDA ENCONTRAR COMPROMETIDA"....	Es necesario especificar a que energía importada se refiere, ya que en el caso de que un Consumidor Calificado compre energía de la región, es decir importar energía, en ese caso estas transacciones no deberían ser consideradas dentro de la energía del "Máximo Requerimiento Térmico", en vista de no ser necesariamente compradas bajo un esquema en donde la confiabilidad del sistema se pueda encontrar comprometida.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
8	Artículo 2	Artículo 2. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la	Aclarar si este periodo también será utilizado para el cálculo de potencia firme del mes de operación.	Operador del Sistema (ODS)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad máxima de energía se designa en la presente norma como "máximo requerimiento térmico." Para identificar el lapso de tiempo en que se produce dicho máximo requerimiento térmico, el ODS deberá aplicar el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.			
9	Artículo 2	El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación de la planificación operativa de largo plazo del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía...	A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
10	Artículo 2	Artículo 2. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles. Esa cantidad máxima de energía se	Se recomienda establecer un intervalo horario de 4 horas, que van asociadas a las horas de máxima demanda y que generan mayor estrés en la producción de energía para atender la demanda, de lo contrario el resultado incluiría más de ese periodo que las horas de mayor requerimiento de potencia, resultando en pagos superiores a los agentes compradores.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		designa en la presente norma como “máximo requerimiento térmico.” Para identificar el lapso de tiempo deberá establecerse como la misma que sirva de base para determinar la Programación de Largo Plazo, en que se produce dicho máximo requerimiento térmico, el ODS deberá aplicar el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.			
11	Artículo 2	El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo donde el sistema se halla más exigido y en el que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más la optimización de la gestión de los embalses, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad máxima de energía se designa en la presente norma como “máximo requerimiento térmico.” Para identificar el lapso en que se produce dicho máximo requerimiento térmico, el ODS deberá aplicar el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.	se sugiere agregar la frase “donde el sistema se halla más exigido” para darle un mayor énfasis a la condición de periodo crítico del sistema.	ENEE Generación	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
12	Artículo 3"Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes serán válidos A PARTIR DEL PRIMERO DE ENERO HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DEL SIGUIENTE AÑO"	Para tener mayor claridad y evitar malos entendidos .	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
13	Artículo 3	y publicará los valores resultantes antes del 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de del Sistema y Administración del Mercado Mayorista	Se debe armonizar con lo establecido en el ROM que serán antes del 30 de noviembre de cada año y no el 30 de noviembre de cada año para evitar contradicciones entre normativa.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
14	Artículo 4	Cada central generadora tendrá el derecho durante ese año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el ODS haya determinado para ella en el Informe definitivo de Potencia Firme.	1)Se recomienda incluir al final del primer párrafo "en el Informe definitivo de Potencia Firme", porque es en el mismo donde el ODS determinará la Potencia Firme 2) Para evitar confusión, es recomendable especificar que las ED, a diferencia del resto de los Agentes Compradores, tiene la obligación de tener su Demanda Máxima respaldada en contratos no menores a 10 años.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
15	Artículo 5	Artículo 5. Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región,	Redundancia: Los Contratos firmes regionales están ampliamente regulados en el Libro II, numeral 1.3.4, no es necesario establecer requerimientos que ya están definidos en la regulación regional.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	1051 libro II RMER.docx

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		potencia firme para cubrir su requerimiento de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional, en cumplimiento de los requerimientos a la regulación regional vigente, Libro JJ, numeral 1.3.4 del RMER			
16	Artículo 5	Los agentes compradores que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, potencia firme para cubrir su respectivo requerimiento de potencia firme...	Armonización con el artículo 15 de la LGIE y 16 RLGIE que indica Agentes Compradores. Adicionalmente agregar: para cubrir su "respectivo" requerimiento de potencia firme; ya que no todos los Agentes Compradores tienen el mismo requerimiento de potencia firme.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
17	Artículo 5	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. 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 ODS de que ese agente vendedor tiene efectivamente la potencia firme que ofrece al agente comprador	Se propone dar prioridad primeramente a los agentes del MEN y en segundo lugar los agentes del MER impulsando así la venta de potencia firme de las Centrales Generadoras Nacionales.	ENEE Generación	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		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.			
18	Artículo 6	En el artículo 6, literal d) se menciona la degradación física debido al tiempo de las centrales generadoras.	¿Cómo se evaluará el aspecto de la degradación física?	Secretaría de Energía	
19	Artículo 6	Favor revisar la justificación	En el inciso D y E Es importante aclarar como operaria, ya que el inciso e habla de interrupciones de la fuente primaria (viento, sol)	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
20	Artículo 6	.	Un aspecto positivo es que, para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, el ODS no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, fallas o salidas de servicio para mantenimiento, de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la distribuidora.	Otros	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
21	Artículo 6	<p>El inciso b) establece la salida de servicio durante ciertos periodos de tiempo lo que es muy ambiguo, arbitrario e incierto:</p> <p>Se recomienda reemplazar esa frase por la salida de servicio durante los últimos cuatro años. En el inciso e) se recomienda eliminar a las plantas térmicas y no incluir la palabra combustible, ya que el atraso de suministro de combustible puede deberse a razones de fuerza mayor o caso fortuito y no necesariamente a negligencia del agente generador.</p>	<p>El mantenimiento y las salidas de servicio forzadas por falla se deben registrar en periodos mínimo de dos a cuatro años.</p> <p>La ENEE mantiene una deuda enorme con los generadores de energía térmica que afecta el suministro de combustible y no puede ser utilizado para el cálculo de la potencia firme</p>	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	
22	Artículo 6	<p>Tomar en consideración la desagregación del estudio de la indisponibilidad por tipo de generadora establecidas en el artículo 7 y los periodos en el año en donde se harán los estudios de ellas.</p>	<p>Dado a la existencia de las tecnologías renovables variables, tales como la solar fotovoltaicas y eólicas, es bueno mencionar que importa bastante el momento o el plazo del tiempo del año en donde se hacen dichos estudios. Una brinda mucha variabilidad y la otra mucha incertidumbre cuando se trata de sus curvas de generación, el cual es usado en el artículo 16 para poder determinar sus potencias firmes durante horas críticas.</p>	Secretaría de Energía	
23	Artículo 6	<p>Artículo 6. Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta:</p>	<p>¿Serán consideradas las disminuciones de potencia debido a operación por reserva?</p>	Operador del Sistema (ODS)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
24	Artículo 6	<p>Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta :</p> <p>a. El uso de una porción de la capacidad de la central para generar electricidad para su servicio propio.</p> <p>b. La salida de servicio durante ciertos períodos, para mantenimiento preventivo programado, de unidades generadoras o de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona;</p> <p>c. Las indisponibilidades forzadas de unidades generadoras o las fallas de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona;</p> <p>d. Las reducciones de capacidad debidas a degradación física temporal de las unidades generadoras.</p> <p>e. Las reducciones de capacidad debidas a interrupciones, atrasos, o reducciones en el aporte de la fuente primaria de energía, como combustible, fuerza hidráulica, radiación solar, viento, energía de un campo geotérmico, etc.; dichas reducciones o incremento de potencia</p>	<p>Se propone el agregado debido a la aleatoriedad de fuentes renovables por efectos del cambio climático y como experiencia en los Huracanes ETA e IOTA.</p>	<p>ENEE Generación</p>	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		firmes deberán ser sustentadas y comunicadas al ODS en el menor tiempo.			
25	Artículo 7	.	Otro aspecto positivo es la clasificación de las centrales de generación, a fin de poder calcular la potencia firme, en virtud que se establece que existen claramente diferentes fuentes de generación de energía y la clasificación se detalla por el tipo de almacenamiento en el caso de las centrales que utilizan fuentes diferentes a la geotermia.	Otros	
26	Artículo 7	Ninguno ya fue comentado en el artículo anterior	Ninguno ya fue comentado en el artículo anterior	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS	
27	Artículo 7	Artículo 7. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue: a. Centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y centrales geotérmicas. b. Centrales generadoras que utilizan como	Eliminar i. Centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación. O cambiar por centrales renovables variables (solar y eólica) que cuenten con SAEB. (Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías) que demuestren ese respaldo de potencia dado su variabilidad e incertidumbre.	Secretaría de Energía	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		<p>fuentes de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:</p> <p>i. Centrales con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual ii. Centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual.</p>			
28	Artículo 8	<p>Como base para el ESTABLECIMIENTO DEL PERIODO CRITICO para el año siguiente, el ODS simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red....</p>	<p>La descripción del método que sigue es para el periodo crítico y no para potencia firme</p>	<p>AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)</p>	
29	Artículo 8	<p>ARTÍCULO 8 PÁRRAFO QUINTO Para proyectos nuevos o ampliación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.</p>	<p>Es importante tomar en consideración lo dispuesto en el párrafo tercero, Artículo 20 del Reglamento de la LGIE, que aborda sobre los proyectos sobre los requisitos de los proyectos a ser incluidos en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Lo anterior, a efectos de armonizar la regulación, y que efectivamente tanto los proyectos a ser contemplados en la planificación operativa de largo plazo, como en el plan antes indicado, reúnan los mismos requisitos para su consideración.</p>	<p>Operador del Sistema (ODS)</p>	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
30	Artículo 8	<p>1) Como base para el cálculo de las potencias firmes de las centrales generadoras para el año siguiente, el ODS simulará la planificación operativa de largo plazo del sistema...</p> <p>2)...los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la planificación operativa de largo plazo y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.</p> <p>3) El modelo computacional usado para la simulación de la planificación de operativa de largo plazo del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica</p>	<p>1) A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".</p> <p>2) A efecto que no se confunda el término de operación (tiempo real, semanal etc.) se propone sustituir "operación" por "planificación operativa de largo plazo".</p> <p>3) A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
31	Artículo 9	La metodología para calcular la potencia firme de una central Solar y una Eólica según este artículo es la misma, se considera que debería aplicar una metodología diferente en cada caso.	Dados los conceptos de variabilidad (Solar y Eólica) e incertidumbre (Eólica), las centrales Eólicas tendrán ventaja sobre las solares en esta metodología de cálculo de la potencia firme.	Secretaría de Energía	
32	Artículo 9	..."Con base en esos resultados, el ODS determinará en primer lugar para cada etapa, mensual o semanal según el caso, en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2 anterior: la energía	Es necesario especificar a que energía importada se refiere, ya que en el caso de que un Consumidor Calificado compre energía de la región, es decir que importe energía, en ese caso estas transacciones no deberían ser	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada BAJO CONDICIONES QUE APORTEN A QUE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA SE PUEDA ENCONTRAR COMPROMETIDA"....	consideradas dentro de la energía del "Máximo Requerimiento Térmico", en vista de no ser necesariamente compradas bajo un esquema en donde la confiabilidad del sistema se pueda encontrar comprometida.		
33	Artículo 9	cien escenarios de donde sale??, el cálculo del Generation Adequacy de DigSilent considera 100,000.	Se recomienda indagar con mayor profundidad el número límite de escenarios o simulaciones de monte Carlo	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS	
34	Artículo 9	La simulación de la planificación operativa de largo plazo para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energía generadas por cada central en cada etapa semanal	A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
35	Artículo 10	El ODS determinará para dicho lapso de cada uno de los tres años las horas cuyo requerimiento de potencia HORARIO sea igual o mayor que el 92.6 % del requerimiento máximo de potencia del mes o conjunto de cinco semanas identificado del respectivo año	Se debe especificar el periodo de la potencia, que es horario.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
36	Artículo 10	Remitirse a la justificación	<p>El ODS determinará para dicho lapso de tiempo de cada uno de los tres años las horas cuyo requerimiento de potencia sea igual o mayor que el 92.6 % del requerimiento máximo de potencia del mes o conjunto de cinco semanas identificado del respectivo año, diferenciando los días en días laborables, sábados, domingos y días feriados. Si los resultados lo justifican, podrá diferenciar también los días laborables en tipos distintos como, por ejemplo, lunes, días martes a jueves, viernes; o bien, lunes y martes a viernes.</p> <p>¿De dónde se obtiene el 96%?</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
37	Artículo 10	<p>Artículo 10. Enseguida, el ODS analizará, como se describe a continuación, el requerimiento máximo de potencia térmica horario identificado en el artículo 9, en orden cronológico, proyectado del sistema eléctrico para el año en estudio, y el registrado en los dos años anteriores, para los 4 meses o los 4 grupos de conjuntos de cinco semanas antes identificado en que se produce el máximo requerimiento térmico.</p> <p>El ODS determinará para dicho lapso de tiempo de cada uno de los tres años las horas cuyo requerimiento de potencia sea igual o mayor que</p>	<p>En General, no se identifica tratamiento en la norma para los contratos preexistentes, lo que indicaría que la aplicación de esta norma sería aplicables a todos los generadores, ¿entendiendo que los contratos preexistentes internalizaran los desajustes económicos de sus contratos?</p> <p>Creemos también que la geotérmica debe aplicársele igual al mecanismo de la renovable.</p> <p>Para las centrales térmicas es importante , habilitar un factor de disponibilidad teórico para aplicación en casos de nuevas instalaciones</p>	Operador del Sistema (ODS)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		<p>el 95 % del requerimiento máximo de potencia del mes o conjunto de cinco semanas identificado del respectivo año, diferenciando los días en días laborables, sábados, domingos y días feriados. Si los resultados lo justifican, podrá diferenciar también los días laborables en tipos distintos como, por ejemplo, lunes, martes a jueves, viernes; o bien, lunes y martes a viernes. Con base en el examen de las horas y potencias resultantes para cada uno de los tres años, el ODS definirá bloques uniformes de horas dentro del mes o conjunto de cinco semanas identificado y los propondrá para aprobación a la CREE como el período crítico del sistema. Los bloques de horas serán iguales para cada tipo de día que haya adoptado.</p>	<p>y en los casos que no existan estadísticas fiables de generadores existentes, se propone utilizar 95% para nuevos generadores y 90% para generadores existentes sin estadística fiable.</p> <p>Se propone buscar el periodo donde se compromete la disponibilidad del sistema eléctrico incentivando la solución eficiente del problema de capacidad, como esta propuesta la norma actualmente habilita pago de potencia firme a centrales en periodos que hay abundancia de energía , creara más problemas que soluciones de capacidad, porque incentivara colocar energía en periodos de tiempo donde ya hay una saturación de energía y los costos marginales son bajos, siendo esta una señal ineficiente de mercado.</p> <p>Con la propuesta de cambio se logrará identificar ese 5% de Horas donde se ve comprometida la capacidad. Y se hará un pago eficiente en función de cómo evoluciona la matriz de capacidad en el sistema eléctrico.</p>		
38	Artículo 11	<p>Art. 11:.....(1) Mantenimiento preventivo programado para el año de estudio se hará en función de tres escenarios de despacho de energía que el ODS remitirá con anticipación al generador.(2).....</p>	<p>Para determinar el mantenimiento preventivo programado, se requiere como insumo o parámetro de entrada el despacho de energía. Mas aun los generadores que suministran la energía en un 100% al Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). Con los 3 escenarios le dará</p>	GERSA	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
			mayor flexibilidad en la simulación de despacho que realice el ODS.		
39	Artículo 11	<p>...."Se entenderá por potencia efectiva de una central TERMICA la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya PUBLICADO LA NORMA TECNICA ANTES REFERIDA DEBERÁ EL ODS ESTABLECER UN METODO TRANSITORIO BASADO EN LA CAPACIDAD INSTALADA Y DE los datos del medidor comercial de la misma"....</p> <p>..."Donde ΔDi es la reducción de disponibilidad debida a la causa i de las posibles enumeradas del 1 al 4 previamente...."</p> <p>.."El ODS calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando el factor de disponibilidad promedio de centrales nuevas de</p>	<p>NOTA: (1) al mencionar específicamente al inicio del Art 11 **CENTRALES TÉRMICAS**, Al no mencionar a las demás tecnologías se entiende que este método es de aplicación EXCLUSIVA para las centrales térmicas, por lo que el art 14, 15 y 17 son para el cálculo de las hidro, y el 16 para solar y eólico</p> <p>(2) Dejar en claro si es un método general o específico para centrales TERMICAS.</p> <p>(3) Eliminar : "Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, como lo indica el ROM en su artículo 16, Sección B" en vista que el Artículo 16 del ROM fue modificado CREE-CP-06-2021, y la nueva versión ya no incluye la descripción de nuevas centrales.</p>	<p>AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)</p>	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		la misma tecnología, tomado de una fuente internacional..."			
40	Artículo 11	<p>No se entiende como se aplicará la fórmula que aparece para las indisponibilidades, es necesario que haya un método más sencillo y práctico. Una forma más práctica de medir la indisponibilidad por fallas es obteniendo en el periodo de tres años el número total de aperturas por fallas propias, el número total de duración de todas las fallas se le denomina disponibilidad V. Esto actualmente está siendo publicado por el ODS en el AOMEN-2019 y 2020. Actualmente publicados en la hoja web.</p> <p>También está en estos informes el número total de horas de las unidades generadoras que han estado fuera de servicio por mantenimiento preventivo denominada como disponibilidad W. el factor de disponibilidad D se determina como el producto de $V * W$.</p>	<p>Ejemplo suponer que para una central el número de horas por falla fue de 1352 Horas en un periodo de tres años (26,280 Horas). y que el número de horas por mantenimiento fue de 2598 Horas, por lo tanto las horas totales de operación serían de $26,820 - 1352 - 2598 = 22330$ Horas y la Disponibilidad por fallas sería de $V = 22330 / (22330 + 1352) = 0.9429$</p> <p>Por otra parte la indisponibilidad por mantenimiento sería de $W = (26,280 - 2598) / 26,280 = 0.9011$, Por lo tanto el Factor de Disponibilidad sería de $D = 0.9429 * 0.9011 = 0.8496$</p> <p>Esta forma de determinar el factor de disponibilidad es más transparente y de fácil comprobación y puede ser aplicado por unidad generadora ya que los datos varían de una unidad a otra y en caso que el despacho no se haya efectuado por todo el periodo completo de los tres años, los cálculos se hacen sobre las horas de operación en que la central fue solicitada para el despacho.</p>	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
41	Artículo 11	<p>Párrafo tercero: Se entenderá por potencia efectiva de una central la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos del medidor comercial de la misma.</p>	O datos del SCADA si no se dispone de información comercial	Operador del Sistema (ODS)	
42	Artículo 11	<p>1)Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos de los equipos de medición de la misma.</p> <p>2)N/A</p>	<p>1)A efecto de armonizar con la definición que indica la NT Medición Comercial, se propone sustituir "medidor comercial" por "equipos de medición".</p> <p>2) Conforme a la modificación del art. 16 en el Acuerdo 53-2021 la sección B indica los elementos para que el ODS pueda tratar como una sola a un conjunto de generadoras y no el cálculo de PF y su factor de disponibilidad aplicado por el ODS. Se recomienda corregir referencia del artículo.</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
43	Artículo 12	Agregar: e- La certificación de la Potencia entregada por la central de acuerdo a vida útil y capacidad entregada por un periodo de al menos 12 horas continuas-	Una de las verificaciones para certificar potencia firme es la realización de pruebas de hasta 24 horas asegurando el desempeño de la potencia firme de una central. En Guatemala se realizan pruebas de hasta 24 horas. 2.3.6. (Modificado por el Artículo 4 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Duración de la Prueba de Potencia Máxima NCC-02	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	1052 ncc02.pdf
44	Artículo 12	12.de)..... costo marginal horario nodal, pero en ningún caso menor a su Costo variable de generación (CVG).	Se puede dar el caso que la prueba de potencia firme sea para una planta que está operando fuera del despacho económico (orden de mérito). Por lo tanto, no se le puede pagar a un precio menor a su CVG.	GERSA	
45	Artículo 12	..."La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente, para PPAs deberá ser su precio, y para las térmicas o mercantes su costo variable"....	El costo nodal puede resultar menor que el costo variable de la planta, o diferenciado a los precios del PPA NOTA: Este método solo se puede aplicar a plantas térmicas, revisar CUIDADOSAMENTE estos incisos si la intención es que sea para la aplicación todas las tecnologías que incluye a las renovables.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
46	Artículo 12	Se recomienda agregar como otro inciso, que la indisponibilidad debida a mantenimiento preventivo programado, de ninguna manera se considerara como mantenimiento cualquier mantenimiento no declarado en el programa anual que presente cada agente generador o consumidor, o cualquier declaración de	WL ODS debe monitorear el mantenimiento preventivo de cada central, es importante mencionar que en este momento en el AOMEN no se están reportando las salidas por mantenimiento ni por fallas de cada uno de los aerogeneradores de las centrales eólicas.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		mantenimiento correctivo debido a la ocurrencia de fallas.			
47	Artículo 12	La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo variable de producción de la central.	En este caso que es una prueba requerida por el ODS, se considera que debe ser remunerada por el costo variable de producción de la central, ya que es una generación forzada.	Asociación Hondureña de Productores de energía Eléctrica	
48	Artículo 12	a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del ODS su capacidad disponible. b. La información que los Agentes productores deberán comunicar al ODS a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas. c. El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el ODS en la operación diaria. d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. Para ese propósito, el ODS deberá utilizar un programa de computadora que genere los requerimientos aleatoriamente. La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo marginal horario nodal.	Se propone el agregado por ser mediante el resultado del artículo 6 que se monitorizara la disponibilidad de cada central.	ENEE Generación	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
49	Artículo 13	<p>"En su base de datos de la generación, el ODS mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El ODS verificará ese valor en el curso de la operación del sistema como lo indica el artículo 12 anterior. Además, el ODS deberá incluir en el Plan Anual de auditorías Técnicas previsto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación las pruebas necesarias para verificar la potencia efectiva de las centrales TERMICAS con el fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red.."</p> <p>"El ODS programará las pruebas de centrales y coordinará su ejecución con los agentes productores siguiendo los procedimientos establecidos en la Norma Técnica de Inspección y Verificación, entre tanto la referida norma no se haya publicado el ODS deberá definir un método transitorio para tal efecto, Las pruebas se harán siguiendo protocolos de pruebas que serán en función de la tecnología de las centrales..."</p>	<p>(1) La metodología descrita desde el artículo 11 hasta el 13 incluye componentes propios de centrales térmicas que no puede ser usadas para verificar centrales renovables, por lo que se debe especificar si lo descrito en el artículo 11 a 13 es uso exclusivo para térmicas o en caso contrario que este método sea generalizado para todas las tecnologías se debe adecuar para cada caso, y determinar el caso específico para cada tipo de tecnología, ya que tal como se encuentra es imposible aplicarlo a renovables.</p> <p>(2) Revisar cuidadosamente los artículos del 11 al 13, con el objeto de dejar claramente definido cuales son de aplicación general y cuales son específicos para centrales térmicas, ya que en estos artículos se encuentran conceptos confusos si es que la intención es que estos sean también aplicados a tecnologías renovables, inicialmente se refiere a solo térmicas, pero en otros espacios habla de "todas las tecnologías", hay partes del procedimiento que solo son de aplicación a centrales térmicas.</p>	<p>AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)</p>	
50	Artículo 13	.	Se complementa la NTPF con la NT de Inspecciones y Verificaciones, en lo referente al Plan Anual de Auditorías Técnicas para incluir la verificación de la potencia efectiva de las	Otros	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
			centrales a fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red.		
51	Artículo 13	Como deja al ODS la elaboración de un protocolo de pruebas por tecnología, es importante que, para los casos de hidroeléctricos, eólicos y fotovoltaicos sean los agentes generadores que indiquen al menos durante una hora del día y el año de la ocurrencia de la disponibilidad del máximo caudal con el que se pueda constatar la máxima capacidad de la central la que no necesariamente puede ser la capacidad nominal de la unidad generadora. La ENEE no ha realizado estas pruebas de capacidad, pero bastaría con que las centrales renovables preparen un registro histórico anual desde el inicio de operación comercial y la verificación del correspondiente sistema de medición comercial.	No todos los años ocurren los máximos caudales, las máximas velocidades del viento.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS	
52	Artículo 13	PÁRRAFO TERCERO El ODS deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de seguridad operativa respecto de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo	Se agrega al final Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del SIN, para armonizar el contexto normativo.	Operador del Sistema (ODS)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		(CCSDM) del Sistema Interconectado Nacional (SIN).			
53	Artículo 13	. El ODS evaluara mes a mes los resultados de la potencia firme contratada, tanto la ofertada como la demandada, verificar la asignación de potencia firme a los agentes productores y compradores de manera que las transacciones no resulten en base a los desvíos de potencia de los cuales se deba determinar la responsabilidad de los desvíos de potencia y estar preparados para realizar los ajustes correspondientes.	Es necesario que exista un monitoreo de los desvíos de potencia, no solamente a través de auditorías técnicas, sino para verificar la metodología antes descritas por varias razones: a) Por la implementación de una nueva metodología. B) Porque los agentes están aprendiendo nuevas reglas del mercado. C) Porque está comprobado que en los mercados eléctricos no hay nada escrito en piedra y la regulación debe de ser flexible para ajustarse a los retos del mercado	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	
54	Artículo 14	Para el cálculo de la potencia firme, las metodologías internacionales se basan en el LOLE y el LOLP, y también se determina el parámetro del ELCC. Se adjunta documentación de respaldo!	Se recomienda utilizar las metodologías internacionales usadas ya en otros países	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	1112 Informe Tesis Grupo#5 Determinación de Potencia Firme de Generación Variable Eólica y Solar.pdf

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
55	Artículo 14	"...Enseguida, identificará de entre esas cien cantidades de energía modeladas en base al recurso hídrico y características técnicas propias de la central que sean excedidas en el 95 por ciento de los casos. Esa será la energía firme de la central.."	(1) Una central de generación no se debería ver afectada por condiciones de despacho para la asignación de energía firme, si no que solamente por condiciones técnicas y disponibilidad del recurso primario propio de la central, En donde, aunque la central cuente con disponibilidad para generar el Operador puede no requerirla por baja demanda del sistema, entre otros factores que no son atribuibles al agente generador.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
56	Artículo 14	Para las centrales hidroeléctricas, el ODS determinará, con base en la simulación de la planificación operativa de largo plazo del sistema mencionada en el artículo 8...	A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".	Asociación Hondureña de Productores de energía Eléctrica	
57	Artículo 15	Se recomienda lo mismo que para el artículo anterior y se adjunta nueva documentación	Se adjunta nueva documentación	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	1115 NERC_Integration of Variable Generation Task Force IVGT_Sub Teams_Probabilistic Techniques.pdf

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
58	Artículo 15	<p>Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia.</p> <p>El ODS comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará la menor de esas cantidades como la potencia firme de la central.</p>	<p>(2) No está claramente definido para las centrales renovables el método de establecimiento de la potencia efectiva de la central y su disponibilidad, lo descrito en el artículo 11 al 13 es aplicable específicamente a centrales térmicas.</p>	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
59	Artículo 15	<p>Artículo 15. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el ODS dividirá la energía firme entre las horas totales del mes o de las cinco semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.</p>	<p>Energía en horas críticas, dividida entre horas el periodo critico</p>	Operador del Sistema (ODS)	
60	Artículo 15	<p>1. Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico del mes o de las 5 semanas donde se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia</p>	<p>1. Para mejor entendimiento agregar después del periodo crítico "del mes o de las 5 semanas donde se produce el máximo requerimiento térmico" a efecto de identificar el periodo y así evitar confusiones en el cálculo. 2. ¿Cómo se califica que una hidroeléctrica tiene capacidad de regulación diaria, semanal o mensual?</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
61	Artículo 16	Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación, centrales eólicas y solares fotovoltaicas, El ODS procederá a determinar para cada central eólica o solar las potencias horarias, que habían sido generadas sintéticamente para ese escenario, correspondientes a las horas del período crítico...."	(1) Se debe incluir a las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación y almacenamiento para darles un tratamiento similar a las centrales eólicas y solares y así mantener una igualdad entre agentes de acuerdo con su tipo de operación (2) Eliminar la definición de Energía Firme en vista que este concepto no es usado para la determinación de Potencia Firme.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
62	Artículo 16	Revisar observaciones escritas en la justificación.	Se debe aclarar cómo se traslada energía firme a potencias horarias de la central. A efecto de calcular la potencia horaria y lograr determinar finalmente la PF. (1) Se debe eliminar el primer párrafo en el que se refiere a las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación y almacenamiento para incluirlas en el artículo 16 para darles un tratamiento similar a las eólicas y solares y así mantener una igualdad entre agentes de acuerdo con su tipo de operación	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	
63	Artículo 17	.. El ODS dividirá la energía firme de la central entre las horas del período crítico del mes o de las 5 semanas donde se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia. Ese valor lo comparará con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor	Para evitar confusiones, agregar periodos de análisis del período crítico. Considerar los contratos de largo plazo, ya que la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con embalse plurianual puede contratar más PF de la que realmente puedan tener en un futuro.	Asociación Hondureña de Productores de	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		de disponibilidad anual promedio. El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del período crítico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central...	El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del período crítico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central." *Para realizar el análisis de la potencia máxima que puede entregar a la red con el nivel de embalse ¿para el cálculo de ese nivel se utilizará el 95% de excedencia de las 100 series, o se usará el promedio?	Energía Eléctrica	
64	Artículo 18	<p>...."Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de seis meses contados a partir de la publicación de la presente norma.</p> <p>El ODS debe considerar el aporte a la potencia firme de los sistemas que incluyen acumuladores (Baterías) así como Centrales integradas por sistemas híbridos (solar + hidroeléctrico, o eólico + solar entre otras posibles combinaciones)</p> <p>Los agentes productores deberán presentar los datos para etapas sucesivas de un mes y de tenerlos disponibles, también para etapas sucesivas de una semana..."</p> <p>".. Cuando el Agente Generador realice mejoras</p>	<p>(1) Se debe dejar establecido el método de cálculo en el que los sistemas con baterías aportarán en potencia firme al sistema durante el periodo crítico, de igual manera se debe establecer el método para estimar la potencia firme de centrales que sean híbridas como un conjunto y no de forma separada, por ejemplo una central solar-hidroeléctrica, puede generar durante las horas sola con energía solar y almacenar agua para las horas de la noche.</p> <p>(2) Si en el transcurso del año un Generador expande su capacidad o incluye baterías por ejemplo, la potencia firme debe ser actualizada en el momento que dicha infraestructura entre en operación y no esperar hasta que se finalice el año para que esto se haga.</p>	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		o nuevas inversiones orientadas a incrementar su capacidad, El ODS debe actualizar el cálculo de Potencia Firme cuando el Agente Generador ponga en operación las nuevas capacidades"			
65	Artículo 18	<p>1. La información del recurso primario que es utilizado por los agentes productores en las centrales de capacidad instalada mayor de 10MW, deberá venir certificada por el correspondiente profesional del recurso primario utilizado.</p> <p>2. Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de doce meses contados a partir de la publicación de la presente norma.</p> <p>3. Tanto el ODS como la CREE podrán auditar la información sobre aportes de la fuente o fuentes primarias de energía de las centrales.</p> <p>4. Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán suministrar al ODS las series de aportes de su fuente de energía primaria que tengan disponibles,</p> <p>incluyendo los valores, registrados o generados sintéticamente, de la etapa de planificación, diseño y construcción del respectivo proyecto.</p>	<p>1. Se debe indicar que la información debe venir certificada por un profesional del recurso primario y no especificar que será por un hidrólogo profesional, ya que en este caso ese requerimiento solo aplicaría a hidroeléctricas o complejos hidroeléctricos y no para el resto de los recursos renovables.</p> <p>2. Consideración de extender a 12 meses el plazo para presentación de datos, por la preparación de la información que debe realizar cada agente, y la verificación por los profesionales respectivos.</p> <p>3. Al ser este un documento formal, la Norma Técnica, se sugiere sustituir "Comisión Reguladora" por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica o la CREE.</p> <p>4 ¿Cuál es el objetivo de utilizar la información de estas etapas del proyecto? ¿Artículo 8 ya establece que los desarrolladores proveerán las proyecciones al ODS?</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
66	Artículo 19	Para reflejar las pérdidas en la red, el ODS incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes, los cuales son resultado de lo establecido en el anexo I:	Se recomienda incluir un anexo a la normativa que permita conocer el origen de estos resultados	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS	1054 comentarios_Norma_tecnica_potencia_firme (1).pdf
67	Artículo 19	A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente.." Ver Justificación ya que existe una contradicción en el último párrafo con la RLGIE	(1) El 15 de Septiembre que se menciona en el art 19 contradice el art 17 del ROM, que dice que debe ser antes del 31 de agosto. (2) Se debe definir en el método como se medirá la Dmaxi de la formula, así como el FCi, ya que se mencionan, pero no se establece como se calcularán. (3) el párrafo: "El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme" CONTRADICE lo establecido en el artículo 16 del RLGIE.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
68	Artículo 19	Texto original: A más tardar el 15 de septiembre de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes, martes a viernes, sábados, y domingos y días feriados.	En lo relativo a los consumidores calificados, si la información la han registrado en el sistema de medición que lleva el ODS, esa información debiera proveérsele a estos, para que tengan una base para hacer sus proyecciones para el año siguiente, condicionado a que les aplicará si prevén un cambio en el patrón de consumo, ya sea por reducción o ampliación de capacidad productora o de consumo_	Otros	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
69	Artículo 19	ARTÍCULO 19. A más tardar el 15 de septiembre de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cinco tipos de días: lunes, martes a viernes, sábados, y domingos y días feriados.	Se agrega la palabra “cinco” ya que se establecen cinco tipos, o en todo caso, verificar si se coloca, “...de cada mes durante todos los días de la semana, incluyendo las que corresponderían a días feriados”	Operador del Sistema (ODS)	
70	Artículo 19	1. A más tardar el 15 de septiembre de cada año, los agentes compradores deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes, martes a viernes, sábados, y domingos y días feriados. En caso de que, el consumidor calificado haya contratado potencia o energía por medio de una sola comercializadora, esta última podrá comunicar la curva de demanda en representación de tal consumidor. 2. El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad firme igual al requerimiento respectivo de su potencia firme.	1. Conforme al art. 9 del ROM esta obligación de proyección de crecimiento de demanda es asignada a los agentes compradores, por tanto, se considera prudente sustituir por “agentes compradores”. Se considera prudente agregar la opción que sea la comercializadora que se encargue de presentar las curvas de demanda de los consumidores calificados o sus clientes 2. Agregar su requerimiento "respectivo" de potencia firme; ya que no todos los agentes compradores tienen el mismo requerimiento de potencia firme.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
71	Artículo 20	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 que el Agente Generador tenga comprometida en contratos, para venderla a agentes compradores, indicando las cantidades de potencia firme de cada contrato.	Si lo que se desea es liberación del mercado, se debe permitir la compra-venta de potencia para los agentes del mercado más allá de su capacidad instalada	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
72	Artículo 20	<p>PÁRRAFO SEGUNDO</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>Para los efectos de complementar la potencia de sus centrales, el agente productor deberá considerar que tal extremo solamente corresponde a cubrir la potencia que, por motivo de algunas de las indisponibilidades indicadas en el Artículo 11 de la presente Norma Técnica, no hubiere podido proporcionar la potencia asignada para el año en curso, en tal sentido, la diferencia podrá ser contratada mediante el mecanismo de Contrato de Respaldo de</p>	Es importante tomar en consideración que, de conformidad con lo indicado en la sección 7.1 de la Norma Técnica de Contratos, en su literal “b” se establece: “Contratos para respaldar las obligaciones comprometidas de los Agentes Productores en sus contratos de abastecimiento” En tal sentido, indicar complementar sin realizar aclaración alguna, podría dar lugar a interpretaciones erróneas y una inadecuada aplicabilidad de la regulación, pues podría distar de la concepción de contratos de respaldo al tenor de lo indicado en la norma antes referida, sino también, de lo indicado en el Artículo 20 del ROM.	Operador del Sistema (ODS)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		conformidad con lo indicado en la Norma Técnica de Contratos.			
73	Artículo 20	<p>Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS considerará de cualquier reducción de capacidad durante el mes....</p> <p>...el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme disponible de la central durante el mes es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.</p> <p>Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo mantenimientos programados en ese mes, ni tener reducciones de capacidad por las otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.</p>	<p>Se recomienda sustituir “juzgará” por “considerará” para mejor entendimiento.</p> <p>Eliminar y agregar que es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de PF para que sea de fácil comprensión.</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
74	Artículo 20	En base a la transparencia, La metodología antes descrita debe poder ser entregada a los agentes para poder realizar los análisis correspondientes en base a los cuales el ODS ha determinado los valores de potencia firme entregado para que así los agentes puedan aclarar situaciones en las que se requiera y no hayan estado de acuerdo.	Se justifica por transparencia, ya que los agentes deben de tener la posibilidad de emular los estudios en base a la metodología descrita.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HONDURAS	
75	Artículo 21	.como será el tratamiento de la disponibilidad mensual para las centrales eólicas y solares.	.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
76	Artículo 21	<p>Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS considerará de cualquier reducción de capacidad durante el mes...</p> <p>...el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme disponible de la central durante el mes es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.</p> <p>Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo mantenimientos programados en ese mes,</p>	Eliminar y agregar que es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de PF para que sea de fácil comprensión.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		ni tener reducciones de capacidad por las otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.			
77	Artículo 22	Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico. PARA CENTRALES SOLARES Y EOLICAS...	No ha quedado establecido el tratamiento de la evaluación de disponibilidad mensual para las centrales solares y eólicas	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	
78	Artículo 22	Artículo 22. Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de	En el primer párrafo se debería considerar: Debería ser el mismo tratamiento para todas las centrales, la energía en horas del periodo crítico, dividida entre las horas del periodo crítico En el segundo tomar en consideración lo siguiente: Debería eliminarse esta verificación, y comparar	Operador del Sistema (ODS)	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		<p>horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.</p> <p>El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central. En caso de que la potencia resultante de la operación indicada sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central para el año en curso caiga por debajo de su valor promedio. Solo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior. En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la potencia firme determinada por el ODS el año anterior.</p>	<p>directamente el cálculo de potencia firme del mes calculada como en el primer párrafo</p>		
79	Artículo 22	<p>1. Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada o que pudo generar la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de</p>	<p>1. Agregar "o que pudo generar", ya que pueden existir restricciones en la red o limitaciones de generación, lo cual no es imputable al agente productor ni debe ser afectado por tales restricciones.</p>	Asociación Hondureña de Productores de	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		<p>regulación, dividirá la energía generada o que pudo generar entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada o que pudo generar entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.</p> <p>2. El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central en el Informe Definitivo de Potencia Firme. En caso de que la potencia resultante de la planificación operativa de largo plazo sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central, acumulado en lo transcurrido del año, cae por debajo de su valor promedio. Solo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior. En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la</p>	<p>2. Agregar "En el Informe Definitivo de PF" para evitar confusiones.</p> <p>A efecto que no se confunda el término de operación (en tiempo real, semanal etc.) se propone sustituir "operación" por "planificación operativa de largo plazo".</p> <p>Se debe confirmar los lapsos de tiempo en los que se deberá calcular las indisponibilidades y potencia firme disponible del mes.</p> <p>Se debe confirmar como se calculará para el resto del año, ya que indica que será "para el año en curso", se propone mejor sustituir "para el año en curso" por "acumulado en lo transcurrido del año".</p> <p>Agregar "En el Informe Definitivo de PF</p>	Energía Eléctrica	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		potencia firme determinada por el ODS el año anterior en el Informe Definitivo de Potencia Firme.			
80	Artículo 23	Cada mes, el ODS verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor, comercializador, y consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción de mes en que el agente comprador haya estado en operación.	Se considera no necesario establecer que el distribuidor, comercializador y consumidores calificado actúan como agentes del mercado, pues de lo contrario no podrían actuar.	Operador del Sistema (ODS)	
81	Artículo 25	Revisar las observaciones escritas en la justificación y se adjunta cuadro con las observaciones.	Tomar en consideración que esta metodología se podría aplicar en caso de contar con contratos de compra de capacidad firme y energía de corto plazo.	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	1074 consulta Publica Norma Técnica para la Potencia Firme.pdf
82	Artículo 25	Texto original: Cuando los desvíos de potencia firme de un agente no sean solo ocasionales, sino que se prevea que durarán un año o más, el agente productor o agente comprador que tenga faltantes deberá comprar mediante contratos la potencia firme necesaria para cubrir esos	Comentario: Para el agente comprador, y en el caso de un consumidor calificado, si el faltante se origina en que su vendedor ha fallado, debiera haber un mecanismo para que sea el vendedor quien	Otros	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Adjunto
		faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes.	resuelva esa situación; y por otra parte debería haber mecanismos de compra en el corto plazo, ya que se supone que, si hay contratación con margen de reserva, debería haber excedentes para acudir a ellos en esas situaciones deficitarias de un consumidor calificado, que incluso puede ser temporal.		
83	Artículo 25	ARTICULO 25 PÁRRAFO ULTIMO Cuando los desvíos de potencia firme de un agente no sean solo ocasionales, sino que se prevea que durarán un año o más, el agente productor o agente comprador que tenga faltantes deberá comprar mediante contratos la potencia firme necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes. Lo anterior, de conformidad con lo indicado en el Artículo 20 de la presente Norma técnica.	Lo anterior, respecto de la aclaración sobre los Contratos de respaldo de conformidad con lo indicado en la Norma Técnica de Contratos	Operador del Sistema (ODS)	