

**Abril
2025**

Informe de Resultados

Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional

CREE-CP-01-2025

**Elaborado por la Comisión Reguladora de Energía
Eléctrica (CREE)**



Índice de Contenido

1. Introducción	3
2. Criterios de evaluación	3
3. Participación en consulta pública CREE-CP-01-2025.....	4
3.1 Comentarios recibidos por artículo	4
3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	5
3.3 Comentarios recibidos por institución.....	6
4. Comentarios recibidos.....	6
5. Resultados de la revisión de comentarios recibidos admisibles	6
6. Conclusiones.....	7
7. Anexos	8
Anexo I: Comparativa de las modificaciones realizadas a la propuesta de Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional.....	8
Anexo II: Atención de comentarios admisibles recibidos.....	11



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-01-2025 que 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 Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional, 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.

El presente documento tiene como finalidad dar a conocer los resultados de la citada consulta, así como mostrar la respuesta de la CREE ante cada uno de los comentarios recibidos.

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 este fin fueron analizados por el equipo técnico de la CREE para ser considerados como admisibles o no admisibles. La CREE consideró como admisibles aquellos 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.

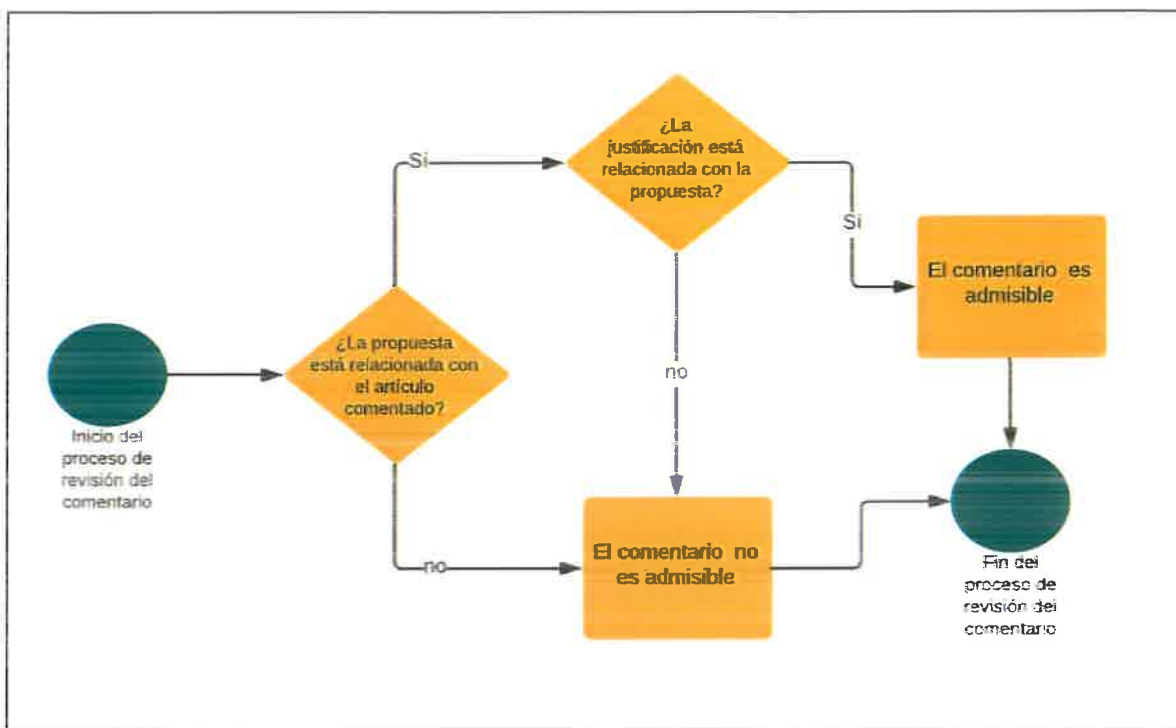


Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios.

3. Participación en consulta pública CREE-CP-01-2025

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-01-2025 denominado “Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional” inició el día 24 de enero de 2025 a las 02:00 p.m., estableciendo originalmente como fecha

de cierre el 3 de febrero de 2025 a las 02:00 p.m. No obstante, por solicitud de partes interesadas la CREE mediante acto administrativo decidió ampliar el período de recepción de comentarios y observaciones al 21 de febrero de 2025 a las 02:00 p.m. como fecha de finalización.

Se recibieron en total 24 comentarios a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra el número de comentarios recibidos por artículo.

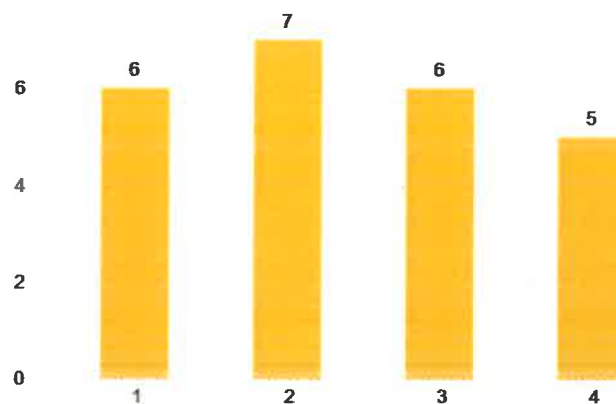


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.

3.2 Comentarios recibidos por fecha

La **Figura 3-2** muestra el número de comentarios recibidos por fecha. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo durante el día 13 de febrero, con 15 comentarios recibidos.

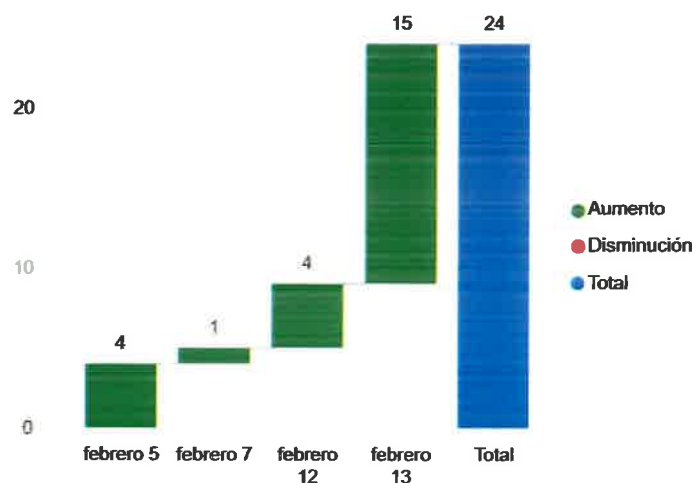


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.

3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación de 7 instituciones/empresas, siendo estas la Asociación de Productores de Azúcar de Honduras (APAH), la Asociación Hondureña de Energía Renovable (AHER), la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE), la Asociación Nacional de Industriales (ANDI), el Centro Nacional de Despacho (CND), Caracol Knits y Comercial Laeisz.

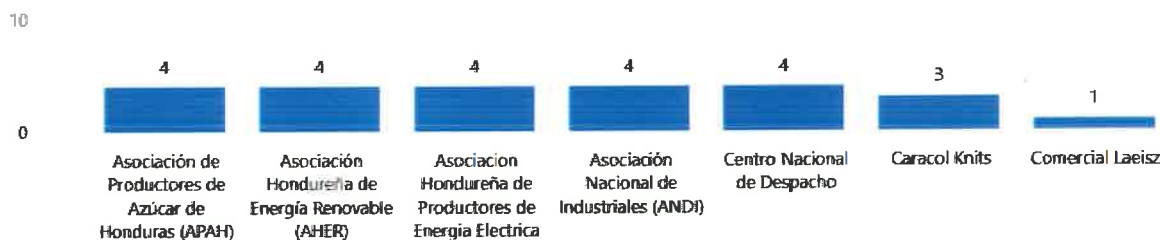


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución/empresa por artículo.

4. Comentarios recibidos

Luego de evaluar los 24 comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que 17 comentarios resultaron como admisibles y 7 comentarios como no admisibles.

5. Resultados de la revisión de comentarios recibidos admisibles

Las Direcciones de Regulación y Asesoría Jurídica de esta Comisión con base en la consultoría “Análisis Regulatorio del Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional” valoraron los comentarios de los participantes de la consulta pública, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta regulatoria de “*Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional*”.

En función de lo antes expuesto, la sección “*Anexo I: Comparativa de las modificaciones realizadas a la propuesta de Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional*”, presenta una comparativa de la versión inicial puesta en consulta pública con respecto de la versión final con los cambios realizados en el artículo en cuestión.

Los comentarios de los participantes y su justificación, así como la respuesta de la CREE a cada comentario recibido se exponen en la sección “*Anexo II: Atención de comentarios admisibles recibidos*”.



6. Conclusiones

Como resultado del proceso revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en este proceso de consulta pública, la Dirección de Regulación recomienda que previo aprobación por la CREE y consiguientes se evalúen a mayor detalle los comentarios recibidos con aspectos legales no relacionados con el propósito de modificar la propuesta regulatoria, como corresponda, así como aspectos económicos por la implementación de dicha propuesta.

7. Anexos

Anexo I: Comparativa de las modificaciones realizadas a la propuesta de Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional

En la columna denominada "Propuesta inicial" el color verde representa el texto que fue modificado o eliminado en la versión final. Por otra parte, en la columna denominada "Versión final" el color azul representa el texto que fue modificado o adicionado respecto de la versión inicial, la cual fue llevada a consulta pública. Es necesario mencionar que la versión final considera además de las modificaciones e incorporaciones realizadas a la propuesta regulatoria producto de los comentarios recibidos durante el proceso de consulta pública.

Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional

Artículo	Propuesta inicial (versión puesta en consulta pública)	Versión final
Artículo 1	ARTÍCULO 1: El precio máximo de liquidación en el mercado eléctrico de oportunidad será equivalente al costo correspondiente a una central térmica apta para generar en forma eficiente para atender las horas de punta de la demanda, desde la siguiente liquidación mensual realizada por el operador del sistema luego de la entrada en vigor de la presente disposición.	ARTÍCULO 1: El precio máximo de liquidación en el mercado eléctrico de oportunidad será equivalente al costo correspondiente de una central térmica apta para generar en forma eficiente durante pocas horas al año, como es el caso de las unidades de punta El despacho de cargas se efectuará con los reales costos variables de producción de todas las centrales que operan en el mercado de oportunidad, y al sólo efecto de realizar la liquidación de todas las transacciones en dicho mercado, se aplicará a los costos marginales, obtenidos del despacho real, el precio máximo colocado en el centro de carga y trasladado al resto de los nodos del mercado mediante los factores de nodos obtenidos del despacho real. Siendo el Factor de Nodo del nodo "i" igual al cociente entre el costo marginal del nodo "i" y el costo marginal del nodo que concentra la mayor carga del sistema, estará dado por: $FNI = \frac{CMi}{CMGm}$ Donde: <i>FNI</i>: Factor del nodo "i" <i>CMi</i>: Costo marginal del nodo "i" <i>CMGm</i>: Costo marginal de mercado identificado como el costo marginal en el nodo con mayor carga del sistema. En las horas en que exista energía no suministrada el precio máximo a aplicar en las liquidaciones será el máximo entre el precio techo y el costo de racionamiento determinado de acuerdo con la normativa vigente.

Artículo	Propuesta inicial (versión puesta en consulta pública)	Versión final
Artículo 2	ARTÍCULO 2: El valor del precio máximo a implementar en el mercado eléctrico de oportunidad nacional, <u>valdrá para todos los nodos del sistema eléctrico nacional</u>, se calculará del siguiente modo: El precio máximo será el equivalente al costo variable de generación de una turbina de gas con diesel oil. <u>Considerando valores para turbinas aeroderivadas representativas</u>, se adopta una eficiencia o "heat rate" de referencia de 9,124 BTU/kWh y un costo variable no combustible de <u>5.29</u> USD/MWh. Para el precio del Diesel se considerará el precio CIF medio en Honduras informado por la Subgerencia de Estudios Económicos del Departamento del Sector Externo del Banco Central de Honduras. Luego, el valor máximo a aplicar para liquidación en el mes de entrada en vigor de la presente disposición es: $P_{max_i} = HR \times (P_{comb}/1000) \times IndexCVNC_i \quad (1)$ Donde: P_{max_i}: Precio Máximo para el mes "i" de liquidación, aplicable a partir del día siguiente a la entrada en vigor de la presente disposición. HR: Heat rate de la unidad considerada para el cálculo del precio máximo, con valor referencial de 9,124 BTU/kWh para una turbina aeroderivada <u>dentro de la información del U.S. Department of Energy (DOE)</u>. P_{comb}: Precio CIF del diésel en USD/MMBTU, basado en el informe de importación de combustibles de la Subgerencia de Estudios Económicos del Departamento del Sector Externo del Banco Central de Honduras para el mes de diciembre de 2024 o en su defecto el valor de más reciente publicación <u>previa a la entrada en vigor de la presente disposición</u>, considerando un poder calorífico superior de 130,000 BTU/gal informado por U.S. Department of Energy (DOE). $CVNC$: Costo variable no combustible de la unidad térmica para el cálculo del precio máximo, considerándose igual a <u>5.29</u> USD/MWh.	Dicho precio máximo se aplicará desde la siguiente liquidación mensual realizada por el operador del sistema luego de la entrada en vigor de la presente disposición. ARTÍCULO 2: El valor del precio máximo a implementar en el mercado eléctrico de oportunidad nacional se calculará del siguiente modo: El precio máximo será el equivalente al costo variable de generación de una turbina de gas del tipo industrial operando con diesel oil a precio CIF. Se adopta como valor base, en condiciones ISO, de eficiencia o "heat rate" de referencia de 9,367 BTU/kWh y un costo variable no combustible de 12 USD/MWh. Para el precio del Diesel se considerará el precio CIF medio en Honduras correspondiente al mes de liquidación. Este valor se determinará como el valor informado por la Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles dependiente de la Secretaría de Energía de Honduras. Luego, el valor máximo a aplicar para liquidación en el mes de entrada en vigor de la presente disposición es: $P_{max_i} = HR \times \left(\frac{P_{comb}}{1000} \right) + CVNC \times IndexCVNC_i \quad (1)$ Donde: P_{max_i}: Precio Máximo para el mes "i" de liquidación, aplicable a partir del día siguiente a la entrada en vigor de la presente disposición. HR: Heat rate de la unidad considerada para el cálculo del precio máximo, con valor referencial de 10,130 BTU/kWh para una turbina industrial, correspondiente al valor ISO ajustado por condiciones de temperatura media 35°C y con combustible Diesel. P_{comb}: Precio CIF medio del diésel en USD/MMBTU correspondiente al mes "i" de liquidación. Calculado como el valor medio para Tegucigalpa y San Pedro Sula, publicado por la Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles, en el sitio web de la Secretaría de Energía de Honduras para el mes "i", afectado por un factor que considere el descuento de impuesto y demás cargos para cobrar el precio en posición CIF, y considerando un poder calorífico superior de 130,000 BTU/gal. El factor se determinará como el cociente entre el Precio CIF del Diesel y el precio de venta al público en Tegucigalpa y San Pedro Sula informados por la Secretaría de Energía al Centro Nacional de Despacho en el documento "Estructura de Precios de los Derivados del Petróleo" más reciente a la fecha de publicación del cálculo del Precio Máximo.

Artículo	Propuesta inicial (versión puesta en consulta pública)	Versión final
	El CVNC y el precio del combustible Diesel se indexarán en función de la variación del CPI, y el precio del diesel en, de la siguiente manera: $IndexPrice_{fuel} = \frac{Price_{fuel}}{Price_{fuel_0}}; IndexCVNC_i = \frac{CPI_i}{CPI_0}$ Donde: $IndexCVNC_i$: Indexación del precio del Diesel para el mes "i". $Price_{fuel}$: Precio de referencia del diesel en el mes "i", o del mes con información disponible más reciente, informado por U.S. Department of Energy (DOE). $Price_{fuel_0}$: Precio de referencia base del diesel en USD/MMBTU informado por U.S. Department of Energy (DOE) para el mismo mes que define el valor del precio del diesel ($Price_{fuel}$). CPI_i: Consumer Price Index de Estados Unidos para el mes "i", con información del mes previo o el valor más reciente publicado. "All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted CUUR0000SA0" CPI_0: Consumer Price Index de Estados Unidos de diciembre de 2024. "All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted CUUR0000SA0"	Para convertir limpiaras a dólares americanos se deberá emplear el tipo de cambio oficial para el mes "i" informado por el Banco Central de Honduras. CVNC: Costo variable no combustible de la unidad térmica para el cálculo del precio máximo, considerándose igual a 12 USD/MWh. El CVNC se indexará en función de la variación del CPI, de la siguiente manera: $IndexCVNC_i = \frac{CPI_i}{CPI_0}$ Donde: CPI_i: Consumer Price Index de Estados Unidos para el mes "i", con información del mes previo o el valor más reciente publicado. "All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted CUUR0000SA0" CPI_0: Consumer Price Index de Estados Unidos de diciembre de 2024. "All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted CUUR0000SA0"
Artículo 3	ARTÍCULO 3: La remuneración correspondiente a las centrales con costos variables de generación mayores al precio máximo, se deberán tratar de igual manera que los sobrecostos de generación forzada. Estos sobrecostos serán atribuidos a toda la demanda.	ARTÍCULO 3: La remuneración correspondiente a las centrales con costos variables de generación mayores al precio máximo, afectado por el factor de nodo del punto de conexión de las respectivas centrales, se determinarán mediante la valorización de la energía inyectada y/o retirada en el mercado de oportunidad con el valor de la diferencia entre su costo variable de generación y el precio máximo afectado por el factor de nodo correspondiente. Estos sobrecostos serán atribuidos a toda la demanda.
Artículo 4	ARTÍCULO 4: El Informe de Transacciones Comerciales emitido por el operador del sistema deberá contener en detalle las inyecciones valorizadas a costo marginal o precio máximo, según corresponda. Asimismo, deberá indicar el detalle del sobrecosto resultante de las inyecciones valorizadas a costo variable de generación respecto del precio máximo, atribuible a la demanda.	ARTÍCULO 4: El Informe de Transacciones Comerciales emitido por el operador del sistema deberá contener en detalle las transacciones, de todas las agentes que operan en el Mercado de Oportunidad, valorizadas con el valor mínimo entre el costo marginal de nodo obtenido del despacho real y precio máximo afectado por el factor de nodo correspondiente. Asimismo, deberá indicar el detalle de los sobrecostos a los que hace referencia el Artículo 3, de todas las plantas generadoras que operan en el Mercado de Oportunidad y que resultarán con costos variables de generación superiores al

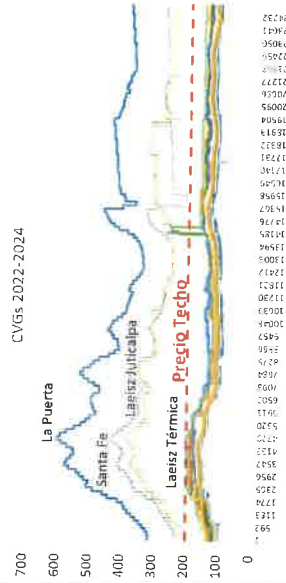
Artículo	Propuesta inicial (versión puesta en consulta pública)	Versión final
		precio máximo ajustado por el factor de nodo correspondiente. Estos sobrecostos serán atribuibles a la demanda.

Anexo II: Atención de comentarios admisibles recibidos

Comentarios al Artículo 1

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
1	Caracol Knits	Artículo 1	El mercado de oportunidades es un mercado de excedentes basado en costos auditados. Poner un precio máximo a un mercado regido en costos no es de acuerdo al mecanismo original de mercado lo que causa cambios sustanciales en decisiones de inversión. La planta que marca el precio debe ser la última planta en entrar a marginar.	Se ve afectado reglamentos de la ley general de la industria eléctrica incluyendo: Artículo 1, inciso E, subinciso F, G y H El mercado sirve de incentivo para ir introduciendo tecnologías mas economicas para lograr competir. Al encontrar 1 techo maximo se puede afectar la entrada de diferentes tecnologías competitivas. La planta que marca el precio debe ser la última planta en entrar a marginar.	Sí	No	Luego de evaluarse el comentario no procede a efectos de modificación al instrumento regulatorio.
2	Asociación Nacional de Industriales (ANDI)	Artículo 1	Observación: * Esta redacción no permite tener claridad si solo se aplicara el precio maximo en las horas punta (Periodo Crítico / periodo de máximo requerimiento térmico) o en todo momento. * Se recomienda eliminar este artículo.	Justificación: La Ley General de la Industria Eléctrica establece que el Despacho Económico se debe realizar en base a la orden de mérito del costo variable de combustible de cada planta. Lo anterior permite al mercado dar las señales correctas de escasez/deficit que atrae nuevas inversiones en generación. Causar distorsiones a la liquidación del despacho por criterios subjetivos resta credibilidad al Mercado Eléctrico.	Sí	Parcialmente	En atención de lo expresado en la columna de "Comentario", el texto hace referencia al tipo de unidad que se emplea para definir el precio techo, y no a las horas en que se aplicaría su Costo Variable de Generación (CVG) para definir el costo marginal. Se trata de una unidad del tipo de punta que opera unas pocas horas al año, no necesariamente en horas de punta. Se trata de una central virtual que, solo para la fijación de costos marginales, se activa luego de la unidad con precio inmediatamente inferior. Esto podría ocurrir en cualquier hora del día. Cabe resaltar que es una unidad virtual que se aplica sólo para la definición del costo marginal, mientras que el despacho siempre será el despacho de unidades con sus costos reales. Aquellas unidades reales con CVG superiores al Precio Máximo (CVG de unidad virtual), afectado por el factor de nodo correspondiente, se les remunerará la diferencia entre su real costo y el precio techo o máximo. Por otra parte, no se afectará la señal de escasez ya que el precio máximo se aplicará solo reemplazando la marginación de las unidades más ineficientes, sin afectar la aplicación del costo de falla. Es decir, en las horas en que, en el

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
5	Centro Nacional de Despacho	Artículo 1	ARTÍCULO 1: En el Mercado Eléctrico de Oportunidad, no fijarán precio aquellas centrales generadoras que sean consideradas ineficientes en función de su tecnología por haber superado su vida útil y que cuyo Costo Variable de Generación, sea superior al de una central térmica de referencia del tipo turbina de gas operando con diésel que cubriría la demanda en horas del periodo crítico. El Operador del Sistema, aplicará las presentes disposiciones transitorias, a partir de la primera liquidación del mes subsiguiente de su entrada en vigor.	ESTA PROPUESTA Y SU JUSTIFICACIÓN ES REALIZADA A NOMBRE DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO EN SU CALIDAD DE OPERADOR DEL SISTEMA Es importante destacar que, la fijación de un precio es incompatible con el modelo de mercado definido en la Ley General de la Industria Eléctrica, puesto que, elimina el incentivo a la eficiencia para las centrales que tienen un Costo Variable superior al costo "eficiente" propuesto inicialmente por la CREE, ya que todas las centrales de tecnología diésel que operan actualmente tendrán un Costo Variable superior a este por que el Costo Variable de la turbina eficiente es un escenario ideal de una central nueva. En este sentido, conscientes de la situación de emergencia que atraviesa el SIN, y la necesidad de tomar medidas urgentes ante tal situación, proponemos una alternativa para evitar alzas de precios ocasionadas por generadores antiguos e ineficientes en el Mercado de Oportunidad, en línea con el objetivo de la propuesta del Regulador, a este respecto se ofrece una solución consistente con la LGIE, siendo esta más objetiva y acorde al modelo de mercado hondureño actual, procurando que centrales determinadas como "ineficientes" no sean fijadoras de precios en el Mercado de Oportunidad, limitándose únicamente a ser tomadoras de precios; en este sentido, en nuestra propuesta alternativa, la ineficiencia se determinaría en función de un Heat Rate medio, basado en información de mediciones reales publicadas por la EIA para periodos prolongados de tiempo. Esto contrasta con la propuesta inicial del Regulador, que contemplaba el Heat Rate de una turbina nueva en condiciones ideales de prueba, un valor que no solo es inalcanzable para las centrales del SIN, sino también para cualquier central operando en condiciones reales con características geográficas y climatológicas similares a las	Si	Parcialmente	despacho real, exista racionamiento, el Precio Máximo será igual al costo de racionamiento. Esto es equivalente a que la unidad virtual tenga una potencia igual a la suma de las potencias disponibles para el despacho de las centrales que despiaza. El texto del artículo se modifica como se indica en el Anexo I columna Versión final. En atención de lo expresado en la columna "justificación", luego de evaluarse no procede a efectos de modificación al instrumento regulatorio. El modelo escogido para la fijación de un Precio Máximo (PM) busca emular, sólo para la definición de costos marginales del MEO, la existencia de una unidad eficiente (virtual): sin una localización específica, pero que a los efectos de su aplicación se la considera en el centro de carga y con combustible a precio CIF, que actúa reemplazando el costo marginal de las unidades muy ineficientes del sistema en las horas en las que no existe racionamiento. Mientras que la propuesta del Centro Nacional de Despacho no está en línea con este modelo, ya que propone que el Precio Máximo (unidad virtual) no margine, sino que lo haga la unidad con CVG inmediatamente inferior.



Los registros de CVG de los últimos 3 años (Figura adjunta) muestran que existen 4 unidades de generación que por sus características son muy ineficientes. Estas son: La Puerta, Laeisz Térmica, Santa Fe y Laeisz Juticalpa.

El propósito es fijar una unidad que reemplace esta generación, sólo en la formación de precios, manteniéndose el despacho real. De esta manera esta unidad actúa marginando y fijando el precio a las demás unidades reemplazando de la formación de precios a las 4 unidades mencionadas. Se

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
				de Honduras. Para sustentar esta propuesta, se realizó un análisis del Costo Variable de Generación del sistema en el año 2024, en el cual se identificó que una central que ha influido significativamente en la fijación de precios elevados es la central "La Puerta". Dicha central registró un Costo Variable de Generación promedio 44% superior al de la siguiente central más costosa en promedio para el mismo año. Además de su ineficiencia, "La Puerta" cuenta con más de 40 años de operación y, pese a su limitada participación en el abastecimiento de la demanda de potencia y energía (representando el 0.03% de la demanda de energía y 0.57% de la demanda de potencia firme en 2024), tiene un impacto directo en el costo de la energía no suministrada y en los precios máximos históricos del Mercado Eléctrico de Oportunidad. Los resultados obtenidos al implementar esta propuesta alternativa con información de año 2024 indican una reducción aproximada de 55 millones de dólares en las transacciones del Mercado Eléctrico de Oportunidad. Este ahorro se traduciría en una disminución en la tarifa para los usuarios finales. Esta medida significaría una acción de la Comisión en su función de Regulador y Supervisor para el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico, de manera transitoria dadas las condiciones actuales del SIN.			busca emular una situación donde la demanda es atendida de manera más eficiente. Esto no afecta a la señal de precio y por otra parte, tampoco se afecta la sustentabilidad de las unidades ineficientes ya que seguirán percibiendo la cobertura de sus costos variables y el pago por potencia y evitando ENS hasta tanto se incorpore nueva generación competitiva en el sistema. Conclusión: La propuesta del CND no está en línea totalmente con el modelo propuesto. Sin embargo, se considera atendible la revisión de los parámetros que intervienen en la fórmula del precio máximo. Esto se trata en los comentarios relacionados con el Artículo 2, más adelante.
6	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	Artículo 1	Inicialmente cargaremos en cada uno de los espacios nuestros comentarios por artículo, sin embargo adjuntaremos un documento en donde podrán encontrar con mayor detalle las consideraciones de la propuesta normativa.	a) Artículo 1: Es importante definir el objetivo de la norma, ya que el resto de sus disposiciones deben estar relacionadas con dicho objetivo. Además, debe especificar los sujetos a los que se aplica la norma y en caso de indicar que será aplicable a los participantes del MEO, aclarar si será igualmente aplicable a plantas estatales y a plantas en arrendamiento. Dado que se trata de una norma "provisional", también debe indicarse su período de vigencia o las condiciones bajo las cuales dejará de ser aplicable tal "transitoriedad", esto es indispensable para evitar la distorsión permanente en el modelo económico. Es importante mencionar que toda normativa que se deriva de la LGJE debe cumplir con los objetivos de dicha ley, los cuales fueron agregados en su reforma mediante en el art.	Sí	No	No se considera necesario definir a quienes les aplicará la normativa, en vista que la normativa vigente ya establece que en el Mercado Eléctrico de Oportunidad participan las empresas generadoras. Asimismo, se informa que la normativa no hace distinción en cuanto a centrales estatales o centrales privadas. La transitoriedad de la norma se definirá en el Acuerdo mediante la cual se apruebe.

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
				19 del Decreto No. 46-2022 específicamente artículo 1 de la LGIE, literal g) donde se indican los objetivos de la ley: g) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo.			

Comentarios al Artículo 2

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
7	Comercial Laeisz	Artículo 2	Propuesta: 1. Modificar el "heat rate" de referencia para turbinas aeroderivadas tomando 10,366 BTU/kWh (10,937 kJ/kWh) como valor de eficiencia. 2. Modificar el costo variable no combustible, tomando 13.12 USD/MWh como valor de referencia. 3. Modificar el precio del diésel que están tomando como referencia y usar el precio semanal que se detalla en la "Estructura de Precios de los Derivados del Petróleo" sumando también el costo del flete desde la terminal de despacho hasta la ubicación de la planta, en otras palabras, tomar el precio FOB del combustible ya que es el costo real del combustible puesto en la planta.	1. Los valores considerados para la base de cálculo no corresponden a valores representativos ni tampoco reales, son valores de laboratorio (ISO) los cuales deben ser llevados a valores operativos en sitio. Una turbina con un Heat Rate de 9,124 BTU/kWh (9,626 kJ/kWh), usando diésel con un LHV de 43,192 kJ/kWh, equivale a un rendimiento de 14.43 kWh/gal, valor que difiere mucho de la realidad operativa, si consideramos como referencia que la UTCD-ENEE utiliza 13.6 kWh/gal como valor de rendimiento mínimo para las licitaciones de plantas de arrendamiento con combustible diésel. Por otro lado, si tomamos como ejemplo el Heat Rate de una Turbina Mitsubishi MobilePac de 26MW (equipo común comercial en el mercado) trabajando a una temperatura ambiente máxima de 35°C (que en verano en la zona norte en 2024 alcanzó valores mayores), presión atmosférica de 1ATM y usando combustible diésel con un LHV de 43,192 kJ/kWh, obtenemos un Heat Rate de 10,366 BTU/kWh (10,937 kJ/kWh) lo que equivale a un rendimiento de 12.56 kWh/gal, valor que si es acorde a la realidad operativa en sitio. Por otro lado, se ha programado la auditoría de todas las plantas del mercado, por lo que lo correcto sería utilizar el valor obtenido de las auditorías, donde se audita el costo variable no combustible y el rendimiento de combustible de las plantas. 2. El valor de referencia de 5.29 USD/MWh para el costo variable no combustible no es realista ni cumple con los valores reales operativos, considerando que el valor de referencia que UTCD-ENEE utiliza para las licitaciones de plantas de arrendamiento con combustible diésel es 13.12 USD/MWh como valor máximo, valor que se encuentra acorde a la realidad operativa de las plantas en sitio. Por otro	Sí	Parcialmente	El valor de Precio Máximo que se propone es un valor "teórico de referencia" que busca reducir el costo de la energía en las horas que resultan extraordinariamente elevados, y mantener los costos marginales entorno a valores eficientes hasta que nuevas inversiones, con contratos, entren en operación. Se trata de una idealización que considera una unidad de generación virtual teórica, sin una localización específica, pero que a los efectos de su aplicación y afectación a los costos marginales del sistema se la considera en el centro de carga y con combustible a precio CIF. Luego para determinar un valor teórico máximo se adoptaron valores referenciales de tablas en condición ISO y precio de combustible CIF, que permitan determinar de manera sencilla un valor de CVG que deje fuera de la marginación a las unidades inaceptablemente ineficientes. Sin embargo, creemos que el planteo de Comercial Laeisz es atendible. Por ello se propone ajustar los valores de los parámetros de la fórmula de precio máximo como sigue: Unidad de referencia= Turbina de gas industrial Heat Rate = 10130 BTU/KWh en sitio atendiendo a ajustes por condiciones de temperatura locales y a la utilización de combustible Diésel. Como valor ISO se toma el dato de una turbina Industrial con HR= 9,367 BTU/KWh de tabla. Se ajusta en un 5% por la utilización de Diésel y se ajusta 0.3%/ °C para llevarlo a condiciones de 35°C. OyM = 12 USD/MWh El precio base del Diésel a emplear por definición es el precio medio CIF en Honduras. En este sentido se decidió cambiar la fuente de la propuesta original por la de la Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles, de acuerdo con lo

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
				lado, se ha programado la auditoria de todas las plantas del mercado, por lo que lo correcto sería utilizar el valor obtenido de las auditorias, donde se audita el costo variable no combustible y el rendimiento de combustible de las plantas. 3. "Para el precio del Diesel se considerará el precio CIF medio en Honduras..." , esto no es correcto, ya que no está considerando el premio (ganancia) del importador ni tampoco está considerando el flete del combustible desde la terminal hasta la ubicación de la central generadora. El valor real del combustible se obtiene del precio declarado en la "Estructura de Precios de los Derivados del Petróleo" publicado semanalmente por la CAP y a esto, se le suma el valor del flete desde la terminal de procedencia, por ejemplo: Puerto Cortes, hasta la ubicación de la central generadora, por ejemplo: Juticalpa, dicho precio del flete se obtiene de la tabla de precios IHTT			sugerido por un agente del mercado en un comentario que se incluye más adelante.
8	Caracol Knits	Artículo 2	El precio máximo se debe basar en tecnología disponible hoy en el país y no teóricos. Teóricos - heat rate de turbina, costo CIF y no costo entregado de combustible, costos variables,	Este artículo incluye una turbina inexistente en el mercado nacional. incluye también un precio CIF el cual no incluye los costos de transporte en el país. el Heat Rate esta por encima del heat rate con el cual se contrato una planta de turbina con diesel en la actualidad Estamos comparando con una planta teórica inexistente en Honduras. Costo variable incluido aquí esta por debajo de lo reconocido a planta similar en mercado.	Sí	Parcialmente	Idem Respuesta comentario 7
9	Asociación Nacional de Industriales (ANDI)	Artículo 2	Observación/Recomendación *¿En que otros países se ha utilizado como referencia una planta de una tecnología, pero que utiliza un combustible diferente para el que fue diseñada a operar de forma eficiente? * ¿Este precio máximo aplicará a todos los nodos del SIN o solamente en los que generan "sobrepresiones"?	Esto generará distorsiones en la formación de precios y señales que el mercado debe enviar para incentivar nuevas inversiones en generación. Resta credibilidad al Mercado Eléctrico Nacional y pone en riesgo inversiones y reinversiones realizadas por plantas que operan totalmente en el Mercado Eléctrico de Oportunidad	Sí	No	Idem Respuesta comentario 7, se modificaron los parámetros y la tecnología de la unidad de referencia. En relación con la aplicación del Precio Máximo, la unidad virtual se considera como una unidad marginal más. Por lo tanto, afecta a todos los nodos del sistema. Las plantas de ENEE recibirán el pago de sobre costos como cualquier unidad que resulte con un CVG superior al precio techo. Con la excepción de que exista racionamiento, en cuyo caso percibirán el costo de falla calculado en el despacho real según metodología vigente.

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
			* Esta redacción no da claridad el tratamiento que se le dará a las plantas de ENEE Generación. * Se recomienda eliminar este artículo.				Respecto de las señales de precios entendemos que esto no altera los incentivos para nuevas plantas puesto que lo único que hace el modelo de Precio Máximo (PM) es reemplazar en la marginación (no en el despacho real) a las plantas inaceptablemente ineficientes. Esto significaría solo a efectos de dar una explicación teórica, que la unidad virtual tiene una potencia equivalente a la suma de las potencias de las plantas ineficiente que desplaza, luego se activaría el precio de falla. Durante el período analizado (2022- sep 2024) la planta virtual hubiera marginado aprox. sólo el 6% de las horas, sin filtrar fluctuaciones debidas a los precios del petróleo. Sólo trata de emular la operación del mercado con unidades más eficientes para operar pocas horas al año (TG con Diesel). Por otra parte, las nuevas inversiones de base que entren por señal de precios se materializarán con contratos, por lo que, el éxito de estas nuevas inversiones debería estar garantizado mediante el cumplimiento de los contratos y de los pagos asociados con los precios allí pactados, más que por los precios spot. Por otra parte, las plantas más ineficientes cubrirán su costo (ya que se les pagará la diferencia entre su CVG y el precio Máximo) y además continuarán percibiendo el pago por potencia. Por lo que no debería verse afectada la sostenibilidad financiera de unidades amortizadas como en este caso.

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
11	Asociación de Productores de Azúcar de Honduras (APAH)	Artículo 2	La fórmula establecida en la propuesta regulatoria podría generar una distorsión de mercado al no considerar adecuadamente los costos de generación en Honduras y establecer un precio máximo que puede no ser representativo de la estructura real de costos de los generadores. Esta distorsión, además, podría incentivar el retiro de inversiones en el sector, afectando la seguridad energética y la continuidad del suministro.	1. Dependencia en el Precio del Diésel y su Volatilidad La fórmula define el precio máximo de la electricidad en función del costo del diésel, un combustible altamente volátil en el mercado internacional y no considera: • Fluctuaciones en el precio del petróleo crudo. • Variaciones en los costos de transporte e importación. • Factores geopolíticos que afectan la oferta y demanda. Si el precio del diésel sube bruscamente, la fórmula podría generar precios máximos muy altos, afectando a los consumidores. Por otro lado, si el precio del diésel baja, pero los costos reales de generación no lo hacen en la misma proporción, las empresas podrían operar con márgenes negativos. 2. Uso de Turbinas de Gas como Referencia No Representativa El modelo de cálculo se basa en el costo variable de una turbina de gas aero derivada con diésel oil, lo cual es problemático porque: • Estas turbinas no representan la tecnología más eficiente ni la más utilizada en el sistema eléctrico de Honduras. • En la práctica, existen centrales térmicas con mejores rendimientos y costos operativos más bajos. 3. Indexación al CPI de EE.UU. La fórmula ajusta ciertos costos con base en el Consumer Price Index (CPI) de EE. UU., lo cual no refleja adecuadamente la inflación en Honduras: • La inflación en EE. UU. no tiene una relación directa con los costos de generación y operación en Honduras. • Los costos locales de mano de obra, mantenimiento e insumos pueden variar de manera diferente. • Puede llevar a ajustes que no reflejan la realidad del mercado energético hondureño. 4. Falta de Adaptabilidad a la Realidad del Mercado Eléctrico El mercado eléctrico hondureño tiene características particulares como: • Dependencia de contratos bilaterales de energía. • Participación creciente de fuentes renovables intermitentes (solar y eólica). • Regulaciones locales que pueden influir en los costos de generación y distribución.	Si	Parcialmente	Idem Respuesta comentario 7 1) Es cierto que el precio del Diesel puede ser más volátil que p. ej. WTI o el Bunker debido a la componente de refinación y que se trata de un combustible empleado en el transporte y la industria, lo que agrega un ruido adicional. Sin embargo, el modelo de precio máximo que se propone no busca filtrar las señales de precios del mercado de combustible, sino evitar transferir su impacto a través de procesos de conversión de energía ineficientes. Entonces la unidad virtual propuesta para fijo precio máximo, es una unidad del tipo óptimo para el nivel de utilización que se requiere, y emula (sólo a los efectos de la formación de costos marginales, sin afectar el despacho real) la operación de una planta o plantas que debería/n existir y que estaría/n expuesta a las fluctuaciones de precios del combustible. 2) Este punto fue tratado en el comentario 7. Y se consideró apropiado revisar los valores de los parámetros a emplear y la tecnología. Las turbinas de gas operando con Diesel (en el caso de Honduras), son las unidades de generación que, por sus costos fijos y variables, resultan más económicas para el sistema cuando se requieren bajos niveles de utilización, como es el caso de Honduras. Por esta razón se consideró para el precio máximo el CVG de este tipo de unidades. 3) Es cierto que los costos de Oym tienen una componente extranjera y una local que se ve afectada por el CPI de EEUU y de Honduras, respectivamente. Sin embargo, se optó por utilizar el CPI de USA directamente con el objeto de simplificar y que el cálculo resulte más sencillo, ya que se trata de un valor referencial en el cual el costo de Oym es una componente inferior al 5% del costo variable total. Por lo tanto, recomendamos que se mantenga el cálculo como está. 4) La aplicación de un precio máximo basado en el costo de una unidad eficiente para operar pocas horas en el año, no debería afectar o tener impacto negativo, o al menos no relevante, en los aspectos que se mencionan. Además este concepto de precio techo es habitual aplicarlo en países que enfrentan falta de reserva y competitividad como es el caso de Honduras, Dominicana, Argentina, etc.

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
				La fórmula asume un modelo simplificado que no incorpora estos factores			

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
12	Centro Nacional de Despacho	Artículo 2	ARTÍCULO 2: El valor del Costo Variable de Generación de la central referencial para identificar a las centrales ineficientes se calculará del siguiente modo: El costo variable de generación referencial, será tomado considerando valores para turbinas de gas representativas operando con diesel. Para esta se adopta un "heat rate" de referencia de 13,555 BTU/kWh y un costo variable no combustible de 7.77 USD/MWh. Para el precio del Diesel se considerará el precio CIF medio en Honduras informado por la Subgerencia de Estudios Económicos del Departamento del Sector Externo del Banco Central de Honduras. Luego, el costo variable de generación referencial para identificar las centrales "ineficientes" en el mes de entrada en vigor de la presente disposición es: $P_{maxi} = HR \times (P_{comb}/1000) \times IndexP_{combi} + CVNC \times IndexCVNCi (1)$ Donde: P_{maxi}: Precio Máximo para el mes "i" de liquidación, aplicable a partir del día siguiente a la entrada en vigor de la presente disposición. HR: Heat rate de la unidad considerada para el cálculo del precio máximo, con valor referencial de 13,555 BTU/kWh para una turbina de gas operando con derivados de petróleo antigua, según información de U.S. Energy Information Administration (EIA). P_{comb}: Precio CIF del diésel en USD/MMBTU, basado en el informe de importación de combustibles de la Subgerencia de Estudios Económicos del Departamento del Sector Externo del Banco Central de Honduras para el valor de más reciente publicación previo a la entrada en vigor de la presente disposición.	ESTA PROPUESTA Y SU JUSTIFICACIÓN SE REALIZAN EN NOMBRE DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO EN SU CALIDAD DE OPERADOR DEL SISTEMA El heat rate propuesto para evaluar a las centrales ineficiente se basa en una referencia de la U.S. Energy Information Administration (EIA), cuya referencia pública es https://www.eia.gov/electricity/annual/html/apa_08_02.html, en este reporte, la EIA presenta el Heat Rate promedio medido por tecnología y recurso de consumo para diferentes años. Para efectos de esta propuesta, se considera adecuado utilizar el valor más antiguo registrado en el reporte antes mencionado, ya que este representa de manera más precisa el comportamiento de una central ineficiente, a pesar de que el promedio con el que EIA realizó estas estimaciones incluye todo tipo de centrales con diferentes Heat Rates para cada año. En cuanto al Costo Variable No Combustible se considera importante considerar un valor en este contexto, que refleje la realidad nacional. Por lo cual, se propone que se utilice el Costo de Operación y Mantenimiento más bajo de las centrales que operan con combustible Diesel en el Sistema Interconectado Nacional. A la fecha correspondería al CO&M verificado de una central en el SIN, correspondiente a un valor de 7.77 \$/MWh. Para ser consistentes con la propuesta, se sustituyen los valores de Heat Rate y Costo de O&M antes mencionados. Y se hace mención a la referencia utilizada para el Heat Rate de la central que definiría el Costo Variable de Generación para identificar a las centrales ineficientes. Asimismo, se menciona que no tendría sentido fijar el "Consumer Price Index de Estados " para el mes de diciembre, pudiendo quedar obsoleta su aplicación.	Sí	Parcialmente	Idem comentario 7. Atendiendo a los múltiples comentarios en relación con la propuesta de utilizar un valor teórico para fijar el precio máximo, cuyo único propósito era ser un valor referencial para desplazar las unidades cuya eficiencia resulta demasiado alta para lo que serían unidades que podrían reemplazarlas, se decidió reconsiderar los valores de los parámetros a emplear en el cálculo, considerando que no se afecta el propósito del esquema propuesto. Ver comentario 7-

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
			considerando un poder calorífico superior de 130,000 BTU/gal informado por U.S. Department of Energy (DOE). CVNC: Costo variable no combustible de la unidad térmica para el cálculo del precio máximo, considerándose igual a 7.77 USD/MWh. El CVNC y el precio del combustible Diesel se indexarán en función de la variación del CPI, y del precio del diesel oil, de la siguiente manera: $IndexPcomb = Pcomb / Pcomb0$ $IndexCVNCi = CPIi / CPI0$ Donde: <i>IndexComb</i>: Indexación del precio del Diesel para el mes "i" <i>IndexCVNCi</i>: Indexación del costo variable no combustible para el mes "i" <i>Pcomb</i>: Precio de referencia del diésel en el mes "i", o del mes con información disponible más reciente, informado por U.S. Department of Energy (DOE). <i>Pcomb0</i>: Precio de referencia base del diésel en USD/MMBTU informado por U.S. Department of Energy (DOE) para el mismo mes que define el valor del precio CIF del diésel (<i>Pcomb</i>). <i>CPIi</i>: Consumer Price Index de Estados Unidos para el mes "i", con información del mes previo o el valor más reciente publicado. "All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted CUUR0000SA0" <i>CPI0</i>: Consumer Price Index de Estados Unidos de "All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted CUUR0000SA0"				

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
13	Asociación Hondureña de Energía Eléctrica	Artículo 2	Artículo 2: La regulación propuesta contraviene los principios de legalidad y seguridad jurídica establecidos en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGE) reformado por el Decreto No. 46-2022, que dispone que "En el caso de ventas al mercado de oportunidad nacional, la remuneración que la empresa generadora recibirá en cada intervalo de operación será igual al costo marginal de la última unidad generadora, cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para satisfacer la demanda..." . Además, se opone a los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (artículos 1, 2 y 3), que garantizan un mercado eléctrico regional competitivo, basado en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias. Se recomienda que se asegure el debido cumplimiento de lo establecido en el Decreto No. 46-2022 por las implicaciones legales que este conlleva en relación con lo consignado en el Capítulo III del Código Penal, de manera que no se incurra en ningún tipo de infracción, violación o incluso delito tipificado en dicho capítulo. La fijación de un precio máximo en el MEO contradice el Artículo 65, literal A, romano IV del Reglamento de la LGE, que considera una "Infracción Muy Grave" cualquier práctica que limite la libre formación de precios en el MEN. Aunque la CREE es la autoridad sancionadora, debe reconocer que la Ley no avala este tipo de intervenciones, sino que por el contrario las sanciona. Regular el MEO con un precio techo no solo distorsiona el mercado, sino que también puede propiciar un punto de partida a impedir la libre formación de precios en el MEN, que está proponiendo el mismo regulador. Observaciones Técnicas a la Propuesta Regulatoria:	Artículo 2: La regulación propuesta contraviene los principios de legalidad y seguridad jurídica establecidos en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGE) reformado por el Decreto No. 46-2022, que dispone que "En el caso de ventas al mercado de oportunidad nacional, la remuneración que la empresa generadora recibirá en cada intervalo de operación será igual al costo marginal de la última unidad generadora, cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para satisfacer la demanda..." . Además, se opone a los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (artículos 1, 2 y 3), que garantizan un mercado eléctrico regional competitivo, basado en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias. Se recomienda que se asegure el debido cumplimiento de lo establecido en el Decreto No. 46-2022 por las implicaciones legales que este conlleva en relación con lo consignado en el Capítulo III del Código Penal, de manera que no se incurra en ningún tipo de infracción, violación o incluso delito tipificado en dicho capítulo. La fijación de un precio máximo en el MEO contradice el Artículo 65, literal A, romano IV del Reglamento de la LGE, que considera una "Infracción Muy Grave" cualquier práctica que limite la libre formación de precios en el MEN. Aunque la CREE es la autoridad sancionadora, debe reconocer que la Ley no avala este tipo de intervenciones, sino que por el contrario las sanciona. Regular el MEO con un precio techo no solo distorsiona el mercado, sino que también puede propiciar un punto de partida a impedir la libre formación de precios en el MEN, que está proponiendo el mismo regulador. Observaciones Técnicas a la Propuesta Regulatoria:	Sí	Parcialmente	En atención de los aspectos técnicos expuestos, el criterio propuesto no pretende reflejar las condiciones actuales del SIN de Honduras, sino una alternativa para establecer un mecanismo que permita que los valores excesivamente altos en ciertas horas. Por otra parte, no se busca una alta precisión en el cálculo, en cuanto al desfase de los datos para actualizar el precio del combustible, ya que no se trata de una planta a la cual se deba remunerar, y se busca priorizar la sencillez del cálculo, como es habitual en los casos de países que aplican precio techo. Se trata de fijar un precio máximo referencial que evite la marginación de unidades inaceptablemente ineficientes y que estos se transfieran a tarifas. A su vez se pretende que el cálculo sea sencillo. Sin embargo, considerando que: - Existe una preocupación generalizada de las partes interesadas en cuanto a la consideración de valores teóricos, - El ajuste de dichos valores a valores no estandarizados no afecta al mecanismo ni a la manera en que se aplicaría este, y - El impacto en los resultados de estos cambios no resultaría demasiado significativo. Consideramos que es viable reajustar los valores de los parámetros que interviene en el cálculo del PM de acuerdo con lo que se menciona en el comentario 7. 2 a) Otro aspecto a remarcar es que la potencia de la unidad virtual (aplicada sólo a la hora de determinar los costos marginales y no el despacho real) sólo fijará el precio máximo cuando no exista racionamiento. En caso de existir racionamiento el costo marginal será el real costo de falla. Esto sería equivalente a que la potencia de la unidad de precio máximo sea igual a la suma de las potencias de las unidades ineficientes que reemplaza. Luego, si la demanda es superior se activará la unidad de racionamiento que será la que margine y se mantendrán las señales de escasez. 2b) La unidad virtual no tendrá una localización específica, pero a los efectos de su aplicación a los costos marginales del posdespacho, se la considera en el centro de carga y con combustible Diesel a precio CIF. Por lo tanto, si es requerida para fijar precio máximo la marginación de la unidad virtual afectará todos los nodos del sistema a través de los factores de nodo.

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
			La referencia de eficiencia de la turbina aeroderivativa en la Consultoría Pública (9.124 BTU/kWh) se basa en un criterio técnico, utilizando como referencia del precio máximo una turbina ideal, con valores de eficiencia que no reflejan la realidad operativa del SIN. Es importante que se tenga en cuenta las siguientes observaciones: 1) Ausencia de turbinas aeroderivativas en operación con los parámetros utilizados La eficiencia o heat rate de referencia utilizada en la Consultoría Pública (9.124 BTU/kWh) corresponde a una turbina aeroderivativa representativa, sin considerar correcciones operativas correspondiente a las condiciones ambientales de operación en el sitio, como las que existen actualmente en SIN. Esto significa que los cálculos obtenidos bajo esta premisa son esencialmente teóricos y no reflejan la realidad operativa del Mercado Eléctrico Nacional. 2) Datos representativos del sistema En lugar de basarse en una turbina inexistente en el SIN, los cálculos deberían analizar escenarios más reales del SIN, por ejemplo: Una turbina aeroderivativa de gas operando con diésel: Turbina más eficiente utilizada actualmente en el SIN cuya eficiencia es 10,226 BTU/kWh, y cuyo costo variable no combustible es de 12 USD/MWh. 3) Para determinar su eficiencia de la turbina Aeroderivativa también se toma un valor referencial (considerando una tecnología apta y eficiente), y que no se apegue a la realidad de las tecnologías operando en el mercado eléctrico hondureño. Margina la planta que es despachada cuyo precio es mayor, y cuando no es suficiente esa generación para suplir la demanda, se internaliza la señal de escasez derivada del racionamiento, cuyo valor también está calculado a nivel regional bajo el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. 4) La referencia del precio del combustible lo establecen como un único valor a nivel nacional, lo que indirectamente implica que se modifica el criterio del SIN, que tiene un mercado multinodal, a uno uninodal, cuando la realidad es que los precios del combustible se deben tomar puestos en cada planta generadora. 5) El ente estatal que fija semanalmente los precios no es considerado en esta propuesta (Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles), sino que proponen una entidad que recopila datos de tipo estadístico (Banco Central de Honduras), que se emiten con atraso respecto a la dinámica del mercado eléctrico (con más de un mes de atraso), en donde los precios nodales se toman en forma horaria, y	Se debe tener en cuenta que la referencia de eficiencia de la turbina aeroderivativa en la Consultoría Pública (9.124 BTU/kWh) se basa en un criterio técnico, utilizando como referencia del precio máximo una turbina ideal, con valores de eficiencia que no reflejan la realidad operativa del SIN. Es importante que se tenga en cuenta las siguientes observaciones: 1) Ausencia de turbinas aeroderivativas en operación con los parámetros utilizados La eficiencia o heat rate de referencia utilizada en la Consultoría Pública (9.124 BTU/kWh) corresponde a una turbina aeroderivativa representativa, sin considerar correcciones operativas correspondiente a las condiciones ambientales de operación en el sitio, como las que existen actualmente en SIN. Esto significa que los cálculos obtenidos bajo esta premisa son esencialmente teóricos y no reflejan la realidad operativa del Mercado Eléctrico Nacional. 2) Datos representativos del sistema En lugar de basarse en una turbina inexistente en el SIN, los cálculos deberían analizar escenarios más reales del SIN, por ejemplo: Una turbina aeroderivativa de gas operando con diésel: Turbina más eficiente utilizada actualmente en el SIN cuya eficiencia es 10,226 BTU/kWh, y cuyo costo variable no combustible es de 12 USD/MWh. 3) Para determinar su eficiencia de la turbina Aeroderivativa también se toma un valor referencial (considerando una tecnología apta y eficiente), y que no se apegue a la realidad de las tecnologías operando en el mercado eléctrico hondureño. Margina la planta que es despachada cuyo precio es mayor, y cuando no es suficiente esa generación para suplir la demanda, se internaliza la señal de escasez derivada del racionamiento, cuyo valor también está calculado a nivel regional bajo el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. 4) La referencia del precio del combustible lo establecen como un único valor a nivel nacional, lo que indirectamente implica que se modifica el criterio del SIN, que tiene un mercado multinodal, a uno uninodal, cuando la realidad es que los precios del combustible se deben tomar puestos en cada planta generadora. 5) El ente estatal que fija semanalmente los precios no es considerado en esta propuesta (Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles), sino que proponen una entidad que recopila datos de tipo estadístico (Banco Central de Honduras), que se emiten con atraso respecto a la dinámica del mercado eléctrico (con más de un mes de atraso), en donde los precios nodales se toman en forma horaria, y			La referencia de eficiencia de la turbina aeroderivativa en la Consultoría Pública (9.124 BTU/kWh) se basa en un criterio técnico, utilizando como referencia del precio máximo una turbina ideal, con valores de eficiencia que no reflejan la realidad operativa del SIN. Es importante que se tenga en cuenta las siguientes observaciones: 1) Ausencia de turbinas aeroderivativas en operación con los parámetros utilizados La eficiencia o heat rate de referencia utilizada en la Consultoría Pública (9.124 BTU/kWh) corresponde a una turbina aeroderivativa representativa, sin considerar correcciones operativas correspondiente a las condiciones ambientales de operación en el sitio, como las que existen actualmente en SIN. Esto significa que los cálculos obtenidos bajo esta premisa son esencialmente teóricos y no reflejan la realidad operativa del Mercado Eléctrico Nacional. 2) Datos representativos del sistema En lugar de basarse en una turbina inexistente en el SIN, los cálculos deberían analizar escenarios más reales del SIN, por ejemplo: Una turbina aeroderivativa de gas operando con diésel: Turbina más eficiente utilizada actualmente en el SIN cuya eficiencia es 10,226 BTU/kWh, y cuyo costo variable no combustible es de 12 USD/MWh. 3) Para determinar su eficiencia de la turbina Aeroderivativa también se toma un valor referencial (considerando una tecnología apta y eficiente), y que no se apegue a la realidad de las tecnologías operando en el mercado eléctrico hondureño. Margina la planta que es despachada cuyo precio es mayor, y cuando no es suficiente esa generación para suplir la demanda, se internaliza la señal de escasez derivada del racionamiento, cuyo valor también está calculado a nivel regional bajo el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. 4) La referencia del precio del combustible lo establecen como un único valor a nivel nacional, lo que indirectamente implica que se modifica el criterio del SIN, que tiene un mercado multinodal, a uno uninodal, cuando la realidad es que los precios del combustible se deben tomar puestos en cada planta generadora. 5) El ente estatal que fija semanalmente los precios no es considerado en esta propuesta (Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles), sino que proponen una entidad que recopila datos de tipo estadístico (Banco Central de Honduras), que se emiten con atraso respecto a la dinámica del mercado eléctrico (con más de un mes de atraso), en donde los precios nodales se toman en forma horaria, y

$$P_{max_i} = HR \times \left(\frac{P_{combi}}{1000} \right) + CVNC \times IndexCVNC_i$$

Donde
Pmaxi: es el precio máx a aplicar en el mes "i"

Pcombi: es el precio medio del Diesel mes "i" "publicado por Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles"

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
			b) La referencia del precio del combustible lo establecen como un único valor a nivel nacional, lo que indirectamente implica que se modifica el criterio del SIN, que tiene un mercado multinodal, a uno uninodal, cuando la realidad es que los precios del combustible se deben tomar puestos en cada planta generadora. c) El ente estatal que fija semanalmente los precios no es considerado en esta propuesta (Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles), sino que proponen una entidad que recopila datos de tipo estadístico (Banco Central de Honduras), que se emiten con atraso respecto a la dinámica del mercado eléctrico (con más de un mes de atraso), en donde los precios nodales se toman en forma horaria, y donde por la normativa se deben actualizar los costos variables de generación térmica cada vez que cambia el valor del volumen de combustible comprado para la producción de electricidad. En relación con el Informe de importación de combustibles publicado por la Subgerencia de Estudios Económicos del Departamento del Sector Externo del Banco Central de Honduras (BCH), es importante señalar lo siguiente: - La publicación del precio se realiza en USD/MMBTU - No se incluye información sobre el poder calorífico del diésel - Además, existen otros factores que afectan la precisión y confiabilidad de este informe: - Desfase en la publicación: El informe se difunde con retraso, lo que afecta la actualización de los cálculos de precios. - Datos preliminares: Las cifras reportadas son "preliminares", lo que se advierte dentro del propio informe, generando posibles variaciones en los valores finales, que tampoco se tiene una fecha de validación de esa información, mediante la emisión de las cifras definitivas. - Uso meramente estadístico: Según el propio BCH, el Informe tiene propósitos estadísticos y no está diseñado específicamente para ser utilizado en la fijación de precios en el mercado eléctrico.	donde por la normativa se deben actualizar los costos variables de generación térmica cada vez que cambia el valor del volumen de combustible comprado para la producción de electricidad. d) En relación con el Informe de importación de combustibles publicado por la Subgerencia de Estudios Económicos del Departamento del Sector Externo del Banco Central de Honduras (BCH), es importante señalar lo siguiente: - La publicación del precio se realiza en USD/barril y no en USD/MMBTU - No se incluye información sobre el poder calorífico del diésel - Además, existen otros factores que afectan la precisión y confiabilidad de este informe: - Desfase en la publicación: El informe se difunde con retraso, lo que afecta la actualización de los cálculos de precios. - Datos preliminares: Las cifras reportadas son "preliminares", lo que se advierte dentro del propio informe, generando posibles variaciones en los valores finales, que tampoco se tiene una fecha de validación de esa información, mediante la emisión de las cifras definitivas. - Uso meramente estadístico: Según el propio BCH, el Informe tiene propósitos estadísticos y no está diseñado específicamente para ser utilizado en la fijación de precios en el mercado eléctrico.			

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
			advierte dentro del propio informe, generando posibles variaciones en los valores finales, que tampoco se tiene una fecha de validación de esa información, mediante la emisión de las cifras definitivas. c. Uso meramente estadístico: Según el propio BCH, el informe tiene propósitos estadísticos y no está diseñado específicamente para ser utilizado en la fijación de precios en el mercado eléctrico.				

Comentarios al Artículo 3

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
14	Caracol Knits	Artículo 3	No se entiende este artículo 3, van a poner costo máximo pero van a permitir generar por encima?	No se entiende este artículo 3, van a poner costo máximo pero van a permitir generar por encima?	Sí	NO	El despacho será el despacho real. Se realizará con los CVG de todos los generadores existentes para atender la demanda. El precio máximo (PM) sólo se aplicará a la fijación de precio para la liquidación del MEO afectado por los respectivos factores de nodo, cuando no exista falla. Cuando exista falla el costo marginal será el costo de falla y será aplicado a las liquidaciones de todos los generadores del mercado de oportunidad. Las centrales con costos superiores al Precio Máximo x Factor Nodo serán remuneradas con la diferencia entre su CVG y el PM x FN, excepto en caso de racionamiento que percibirán el costo de falla. La generación forzada es requerida por cuestiones técnicas. En el caso de las plantas de ENEE se las requiere por mérito.
15	Asociación Nacional de Industriales (ANDI)	Artículo 3	ARTÍCULO 3: La remuneración correspondiente a las centrales con costos variables de generación mayores al precio máximo, se deberán tratar de igual manera que los sobrecostos de generación forzada. Estos sobrecostos serán atribuidos a toda la demanda. Propuesta: * Si el problema lo están causando plantas de ENEE Generación, se pueden clasificar como generación forzada a esas plantas únicamente y de esa forma se resuelve el sobrecosto en el Mercado sin crear distorsiones.	Por definición, la generación forzada no margina en los nodos en los que utiliza. Permitiría resolver el problema sin generar distorsiones.	Sí	NO	

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
18	Centro Nacional de Despacho	Artículo 3	ARTÍCULO 3: El Operador del Sistema aplicará únicamente en el Posdespacho la metodología para la identificación de centrales ineficientes, modelándolas para efectos de la optimización a costo cero, siendo su tratamiento igual al sobrecosto por Generación Forzada y trasladándose dichos cargos a la demanda. El costo unitario de la energía no suministrada en el Posdespacho, y que será aplicable para efectos de la liquidación, será igual al Costo Variable de Generación de la central térmica de mayor costo que no haya sido identificada como ineficiente.	ESTA PROPUESTA Y SU JUSTIFICACIÓN ES REALIZADA EN NOMBRE DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO EN SU CALIDAD DE OPERADOR DEL SISTEMA Se adecúa en función de la propuesta realizada. También es importante aclarar que para evitar desbalances en el cálculo de los Ingresos Variables de Transmisión, la incorporación de esta medida deberá ser tomada desde la ejecución del Posdespacho.	Sí	NO	El CND deberá realizar el despacho con los reales costos de generación y determinar la generación asignada a cada planta. El costo de falla será aplicado en caso de que exista racionamiento. De esta manera se obtendrá el costo marginal real. Luego, sobre los costos marginales reales se aplicará el PM considerado en el centro de carga y será trasladado a cada nodo del sistema mediante la aplicación de los factores de nodo FNs que resulte del despacho real. Los costos marginales que resulten serán considerados para la liquidación en el MEO y para el cálculo de la remuneración variable del transporte (RVT).

Comentarios al Artículo 4

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
20	Asociación Nacional de Industriales (ANDI)	Artículo 4	ARTÍCULO 4: El Informe de Transacciones Comerciales emitido por el operador del sistema deberá contener en detalle las inyecciones valorizadas a costo marginal o precio máximo, según corresponda. Asimismo, deberá indicar el detalle del sobreprecio resultante de las inyecciones valorizadas a costo variable de generación respecto del precio máximo, atribuible a la demanda. Propuesta: el Informe de Transacciones Comerciales emitido por el Operador del Sistema deberá contener en detalle las inyecciones valorizadas a las plantas de ENEE Generación,	A pesar de que las plantas de ENEE Generación se liquidan en condiciones de Plantas Mercantes operando en el Mercado de Oportunidad, no se detalla en los ITC.	Sí	Parcialmente	El comentario es atendible. Por lo tanto, se indicará en el Artículo 4 que el ITC deberá incluir el detalle de las liquidaciones de la energía valorizadas de todas las plantas que operan en el MEO.
22	Asociación de Productores de Azúcar de Honduras (APAH)	Artículo 4	Garantizar que cualquier regulación implementada sea equitativa y justa, evitando distorsiones en el mercado eléctrico que puedan perjudicar tanto a consumidores como a productores de energía. La Norma tiene que ser de carácter transitorio, y no de	Realizar un análisis detallado de la fórmula de techo de precios, considerando criterios técnicos y económicos que reflejen con mayor precisión la realidad del mercado eléctrico hondureño con un modelo más dinámico que considere la diversificación de la matriz	Sí	Parcialmente	Las presentes disposiciones tendrán carácter transitorio, y en el Acuerdo se establecerá la duración de la misma.

No.	Institución	Artículo	Comentario	Justificación	Admisible	Procede	Respuesta CREE
			carácter permanentes para evitar un estancamiento en la inversión.	energética, costos reales del mercado local y mecanismos de ajuste más flexibles			
23	Centro Nacional de Despacho	Artículo 4	ARTICULO 4: El Informe de Transacciones Comerciales emitido por el Operador del Sistema, deberá contener en detalle las inyecciones de las centrales identificadas como ineficientes e indicar el sobreprecio resultante atribuible a la demanda.	ESTA PROPUESTA Y SU JUSTIFICACION ES REALIZADA POR EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO EN SU CALIDAD DE OPERADOR DEL SISTEMA	Sí	Parcialmente	Asimismo, deberá indicar el detalle del sobreprecio resultante de las inyecciones valorizadas a costo variable de generación respecto del precio máximo, atribuible a la demanda, de todas las plantas generadoras que operan en el Mercado de Oportunidad y que resultaron con costos variables de generación superiores al precio máximo.
24	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica	Artículo 4	c) Artículo 4: Contraviene lo estipulado en el Acuerdo CREE-032 sobre Liquidaciones del MEO, específicamente el artículo 21, el cual establece que las liquidaciones deben realizarse utilizando los costos marginales de los nodos donde se inyecta la energía. Esto generará confusión en la aplicación de la norma y afecta la transparencia de las transacciones del Mercado Eléctrico Nacional.	Se adecúa en función de la propuesta realizada. c) Artículo 4: Contraviene lo estipulado en el Acuerdo CREE-032 sobre Liquidaciones del MEO, específicamente el artículo 21, el cual establece que las liquidaciones deben realizarse utilizando los costos marginales de los nodos donde se inyecta la energía. Esto generará confusión en la aplicación de la norma y afecta la transparencia de las transacciones del Mercado Eléctrico Nacional.	Sí	No	El comentario no procede ya que no conlleva un cambio en la propuesta regulatoria.

*La redacción de las columnas denominadas "Comentario" y "Justificación" mantienen la redacción íntegra de los usuarios que participaron en la consulta pública.