

Junio
2025

Informe de Comentarios Recibidos

Modificación de la Norma Técnica de Programación de la Operación por Adición del Anexo 6 Guía de Generación Forzada

CREE-CP-05-2025

**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-05-2025.....	4
3.1 Comentarios recibidos por artículo	5
3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	5
3.3 Comentarios recibidos por institución.....	6
4. Revisión de comentarios recibidos.....	6
5. Anexos	8
Anexo I: Comentarios recibidos, admisibles y no admisibles	8

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, 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 Ley 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-05-2025 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 “Modificación de la Norma Técnica de Programación de la Operación por Adición del Anexo 6 Guía de Generación Forzada”, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento para Consulta Pública.

Dicha propuesta tiene como finalidad socializar la incorporación del Anexo 6 en la Norma Técnica de Programación de la Operación contenido de los lineamientos mínimos que el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá considerar para elaborar una guía de generación forzada, el procedimiento de socialización al que deberá ser sometida dicha guía y el procedimiento para la obtención de la no objeción de la CREE.

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

2. Criterios de evaluación

Una vez finalizado el plazo para la recepción de comentarios y observaciones de la consulta pública todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para este fin fueron analizados por el equipo técnico y legal de la CREE para ser considerados como admisibles o no admisibles. 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.

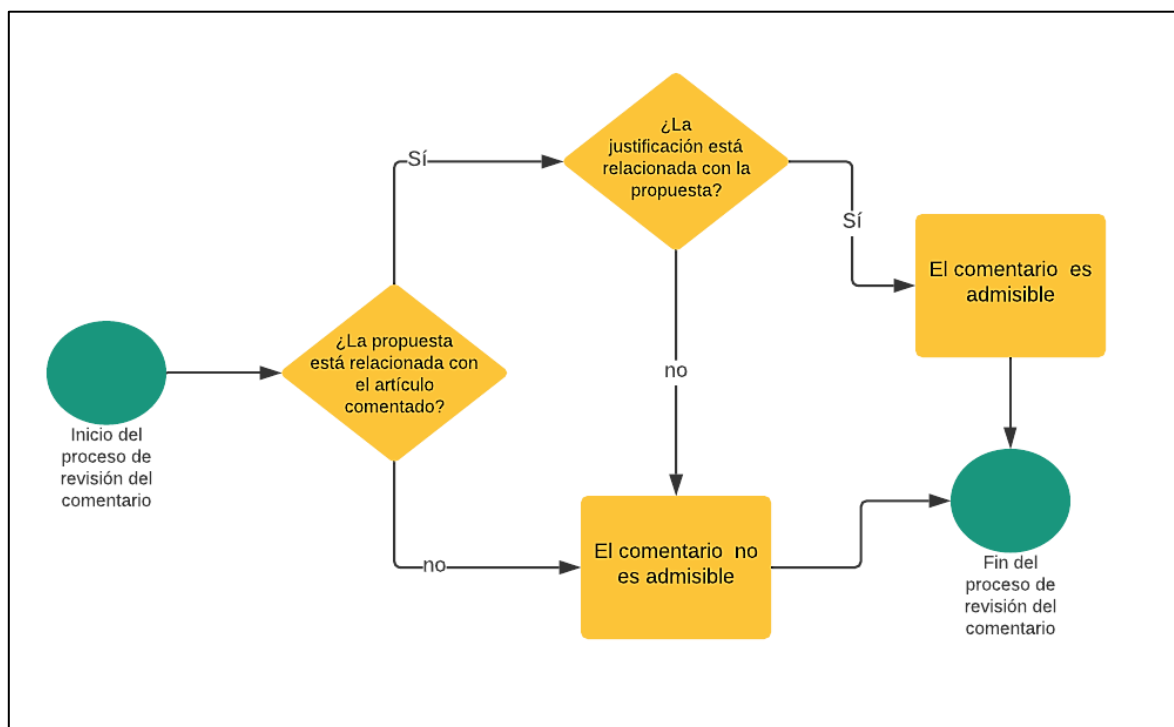


Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios.

3. Participación en consulta pública CREE-CP-05-2025

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-05-2025 denominado “Modificación de la Norma Técnica de Programación de la Operación por Adición del Anexo 6 Guía de Generación Forzada” inició el día 9 de mayo de 2025 a las 04:00 p.m., estableciendo originalmente como fecha de cierre el 16 de mayo de 2025 a las 04:00 p.m. No obstante, por solicitud de parte interesada la CREE mediante acto administrativo decidió ampliar el período de recepción de comentarios y observaciones al 23 de mayo de 2025 a las 04:00 p.m. como fecha de finalización.

En total se recibieron 8 comentarios a la propuesta regulatoria que consta de 4 artículos. La **Figura 3-1** muestra el número de comentarios recibidos por cada uno de estos artículos.

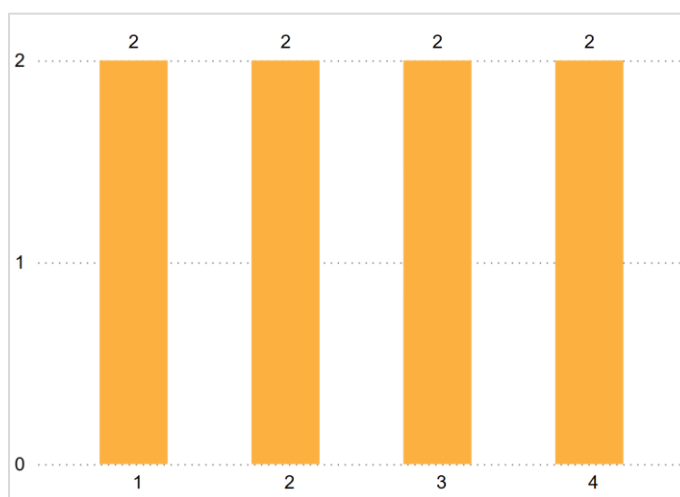


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.

3.2 Comentarios recibidos por fecha

La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del período de consulta pública. Se observa que todos los comentarios fueron cargados en la plataforma el 16 de mayo.

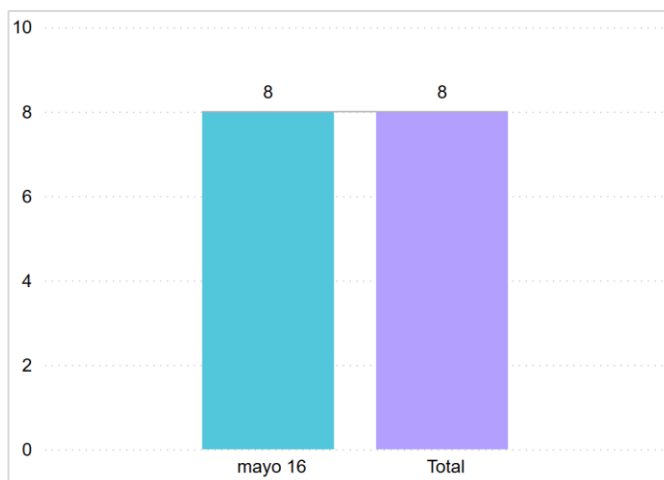


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.

3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación de 2 instituciones, siendo estas el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE), con igual número de comentarios.

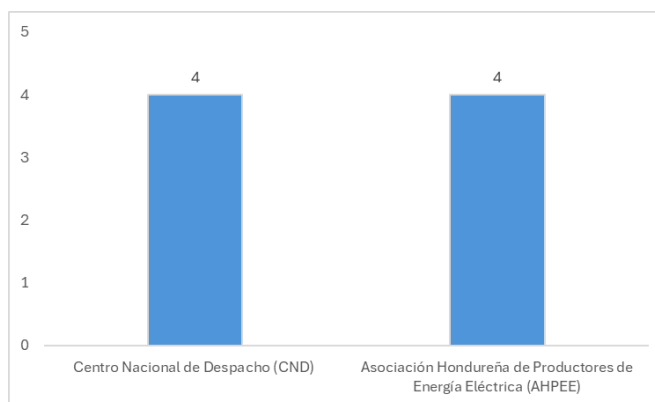


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.

4. Revisión de comentarios recibidos

Luego de evaluar los 8 comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que los 8 son admisibles.

De manera complementaria a lo mencionado en esta sección, el Anexo I presenta los comentarios recibidos mediante el Sistema de Consulta Pública. Los comentarios admisibles serán tomados en cuenta en el proceso de revisión y elaboración del informe de resultados

y propuesta final de la “Modificación de la Norma Técnica de Programación de la Operación por Adición del Anexo 6 Guía de Generación Forzada”.

5. Anexos

Anexo I: Comentarios recibidos, admisibles y no admisibles

Comentarios a la Sección 1

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
1	Centro Nacional de Despacho (CND)	LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES Y COMENTARIOS CORRESPONDEN AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): Para la programación de unidades de generación fuera del despacho económico por seguridad ante posibles contingencias en el sistema de transmisión o para fines operativos debidamente justificados, como parte de los estudios de seguridad operativa que se realicen de manera complementaria a la programación se requiere lo siguiente: El Operador del Sistema, en el marco de sus funciones asociadas al Predespacho y la Operación en Tiempo real, deberá desarrollar una Guía de Generación Forzada, que establezca criterios robustos y transparentes para la programación de unidades de generación fuera del despacho económico. Estos criterios deberán considerar aspectos técnicos, económicos y de riesgos, que determinen la necesidad y justifiquen dicha programación tanto de manera preventiva (en el predespacho) como correctiva (en la operación en tiempo real), ampliando el alcance de los estudios de seguridad operativa. La Guía detallará las herramientas de análisis que el Operador utilizará en los estudios y los indicadores de seguimiento para su correcta implementación. La programación y análisis realizados por el Operador deberán ser claros, transparentes y de fácil aplicación para garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN con una adecuada consideración de los costos asociados a la generación por seguridad fuera del despacho económico. A continuación, se presentan las pautas, estudios y datos clave que el operador deberá considerar como insumos en el desarrollo de dichos estudios: 1.1 Principios Generales • Los criterios establecidos en la Guía e implementados por el Operador deberán estar fundamentados en la necesidad de asegurar la operación segura y confiable del SIN, cumpliendo en todo momento con los CCSDM. • Deberán establecer los criterios para la identificación de situaciones que ameriten la programación de generación por seguridad fuera del despacho económico debido a restricciones técnicas u operativas. • Deberán definir un proceso para la toma de decisiones que considere tanto la seguridad del sistema como los costos asociados a la generación forzada. • Los criterios establecidos en la Guía e implementados por el Operador deberán contemplar tanto la programación por seguridad ante posibles contingencias en el sistema de transmisión como la programación por la solicitud de un agentes por pruebas. [...]	EN CUANTO A LAS SUBSECCIONES 1 Y 1.1, SE EXPRESA LO SIGUIENTE: 1) En concordancia del marco regulatorio aplicable, la misma NT-PO en su sección 10 PREDESPACHO indica que el Operador para realizar el Predespacho realizará los Estudios de Seguridad Operativa que resulten necesarios (11.2). En este sentido, se sugiere que la propuesta se armonice con lo estipulado en la NT-PO de manera que las "pautas, estudios y datos clave" se comprendan como una ampliación de los lineamientos que los mismos Estudios de Seguridad Operativa deben seguir para el horizonte requerido, y no como lineamientos para la realización de una metodología que pudiese limitar el margen de actuación necesario para una adecuada operación del SIN en atención a su naturaleza orgánica. 2) Asimismo, la generación forzada no necesariamente se origina por criterios de seguridad, en consecuencia, se propone reconocer que los fines operativos debidamente justificados, tales como las pruebas realizadas por los agentes, son compatibles con la generación forzada. 3) Con fines de brindar claridad y facilitar la distinción entre los enfoques preventivo y correctivo incorporados entre parentésis, se sugiere al Regulador se incorpore de manera explícita en el texto. RESPECTO A LA SUBSECCIÓN 1.2, SE EXPRESA LO SIGUIENTE: Inicialmente, es importante expresar que La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT-SSCC) no está vigente. La única norma similar vigente es la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas. 4) Se sugiere eliminar el "Tratamiento de Eventos Recurrentes" ya que si es considerado como tal, el Plan de Expansión de la Transmisión es un mecanismo para que los agentes transmisores inviertan para reforzamiento de la red y disminuir o evitar la generación forzada. Adicionalmente, se estima que, el alcance que el CND-ODS pudiese tener sobre la evaluación de la red de distribución no correspondería al ámbito de su competencia, puesto que su función principal es la operación y administración del sistema principal de transmisión, tal como se establece en el Artículo 9, literal "D", párrafo primero de la LGIE. Encuanto se hace referencia al SIN esto representa una visión integral del sistema eléctrico, y no con trol de control operativo directo con la empresa de Distribución. EN CUANTO A LA SUBSECCIÓN 1.3, SE MANIFIESTA LO SIGUIENTE:	Sí

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		1.2 Programación de Unidades por Seguridad ante Posibles Contingencias en el Sistema de Transmisión Modelo de Toma de Decisiones: Se deberá desarrollar un modelo lógico para la toma de decisiones, como un árbol de decisiones u otro esquema similar... [...] Considerar los criterios para la asignación de la Reserva Rodante para la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, de acuerdo con la normativa vigente. [...] 1.3. Programación de Generación Forzada a Solicitud de un Agente para realización de pruebas • Se deberá establecer el procedimiento formal para la presentación y confirmación de estas solicitudes, incluyendo los plazos y la información requerida. • Se deberá definir los criterios para atender, rechazar o cancelar la operación de unidades de generación por seguridad solicitada por un agente. • Se deberá establecer el mecanismo para la asignación de los sobrecostos incurridos por la programación de generación por seguridad a solicitud de un agente, a través de su generador suministrador. Datos Históricos de Fallas:... [...] 1.4 Datos y Estudios a Considerar Datos Históricos de Fallas:... [...] Normativa Vigente: Especialmente en el marco regulatorio que aborde los servicios complementarios disponible y que se encuentre vigente.	5) Es importante advertir que, este tipo de solicitudes de Generación Forzada promueven y una señal errada respecto de lo que conceptualmente implica el despacho económico, pues el despacho de generación forzada es una herramienta de gestión del ODS para el sistema, y no un mecanismo a disposición de los Agentes. A este respecto se considera que el presente apartado no debe incluirse, ya que las solicitudes operativas de los agentes se administrarán y clasificarán por el ODS tomando como base la normativa vigente. Por otro lado, de contemplarse en una guía, ya que la solicitud de un agente tiene un impacto directo en el Predespacho. En este sentido, regular la programación de generación forzada en una guía contravendría el principio de legalidad, que exige que la actuación administrativa se fundamente en una norma jurídica con rango suficiente(que garantice derechos y obligaciones de los agentes). Ejemplificativamente considerese que, la NT-PO contempla que inyecciones causadas por las pruebas producto de mantenimientos no recibirán una remuneración adicional, y la NT-IV en su Sección 9 indica que estas pruebas no tendrán efectos sobre los costos marginales y dichas inyecciones serán valorizadas al costo marginal en la barra de inyección. RESPECTO A LA SUBSECCIÓN 1.4, SE EXPRESA LO SIGUIENTE: Especificar ya que la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT-SSCC) no está vigente. La única norma similar vigente es la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas.	
2	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE)	Tal como lo manifestamos en esa reunión, la AHPEE expresa su profunda preocupación por la forma en que se está planteando la Consulta Pública CREE-CP-05-2025, particularmente por su impacto en el ámbito comercial. En ese sentido, exponemos a continuación los principales aspectos que consideramos deben ser revisados: 1. Competencia exclusiva de la CREE para emitir regulación: El artículo 3, literal D, romano III de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que es función de la CREE: «Emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico». Esta obligación no puede ser delegada ni transferida a ninguna otra entidad, en este caso al CND. Entendemos que el CND es un órgano técnico con amplio conocimiento del sistema y mercado, sin embargo, se considera que el mismo podría proponer o colaborar de manera conjunta con la elaboración de la normativa correspondiente para que finalmente el regulador en su función conforme a ley emita dicha regulación.	Sección: 1. Programación de unidades de generación por seguridad fuera de despacho económico/Segmento o sección: "Programación de unidades de generación por seguridad fuera de despacho económico: Recomienda que los criterios y reglas aplicables a la programación fuera del despacho económico por razones de seguridad se integren directamente en la NT PO, en lugar de delegarse a una futura guía operativa. Esto responde a la importancia regulatoria y comercial de estas disposiciones. Sección: 1. Programación de unidades de generación por seguridad fuera de despacho económico / Segmento o sección: "Programación de Unidades por Seguridad ante Posibles Contingencias en el Sistema de Transmisión": En el contexto técnico, se valora la incorporación de metodologías robustas para evaluar la necesidad de GF, pero se recomienda que se especifiquen los criterios mínimos para su diseño, incluyendo herramientas de simulación validadas, análisis N y N-1, criterios de estabilidad, y estimación de ENS.	Sí

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		2. Jerarquía normativa y naturaleza de las guías: Tanto la LGIE como su reglamento establecen una jerarquía normativa clara: Ley, Reglamento y Norma Técnica. En este marco, incluir en una guía disposiciones regulatorias que asignan responsabilidades a los agentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), o que afectan las transacciones comerciales, no resulta congruente y acorde a las buenas prácticas de los mercados eléctricos. Las guías, por definición, son instrumentos de carácter operativo que describen procedimientos para facilitar la estricta aplicación de lo establecido en el Reglamento o en la Norma Técnica. Por ello, delegar en ellas aspectos de regulación económica y de mercado representa un riesgo para los agentes, ya que además de la dualidad de funciones entre organismos del sector, estas guías pueden ser modificadas de forma unilateral por el ente que emite tal guía. Además, la misma Norma Técnica de Programación de la Operación se refiere a las guías como documentos operativos complementarios. 3. Necesidad de un mecanismo claro de objeción y prevención de conflictos de interés: Es indispensable establecer con claridad el mecanismo que deben seguir los agentes para objetar las decisiones del CND respecto a la declaración de generación forzada y, especialmente, en la imputación de responsabilidades. Esto es aún más relevante si se considera que el CND forma parte de la ENEE, según lo establece el Decreto No. 46-2022. Por razones de transparencia y equidad, no se debe delegar al Operador del Sistema la facultad de establecer disposiciones comerciales ni mecanismos de resolución de conflictos mediante una guía, ya que esto podría generar un conflicto de interés.		

Comentarios al Sección 2

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
3	Centro Nacional de Despacho (CND)	LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES Y COMENTARIOS CORRESPONDEN AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): 2. Generación forzada debido a diversas causas El operador del sistema eléctrico deberá desarrollar los criterios, a ser incorporados en una Guía que permita identificar diversas causas que obligan a operar unidades de generación fuera del Despacho Económico para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM). 2.1 Objetivo Principal El Operador del Sistema deberá desarrollar criterios claros y reproducibles que permitan determinar la contribución de diversos factores (por ejemplo, restricciones de transmisión, déficit de potencia reactiva, etc.) en la necesidad de convocar Generación Forzada para el cumplimiento de los CCSDM. 2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de Criterios • Análisis de Diferentes Escenarios: Capacidad de analizar el sistema bajo diferentes hipótesis o escenarios que provoquen la necesidad de generación forzada.	RESPECTO DE LA SECCIÓN 2 Y SUS SUBSECCIONES, SE MANIFIESTA LO SIGUIENTE: El Regulador ha demostrado un ejercicio notable en el desarrollo de sus funciones, mismas que siempre deben estar amparadas dentro de las facultades que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), sin alejarse del cumplimiento de las leyes de carácter general que rigen las actuaciones de la administración pública. En este sentido, en atención de lo dispuesto en el Artículo 3 de la LGIE son funciones privativas de la CREE “...III. Emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico...; ...V. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes en su caso”, de manera tal que, solicitar al Operador del Sistema el desarrollo de actividades y funciones fuera del marco de su competencia, representa una vulneración al principio de legalidad que deben regir los actos de la administración. El procedimiento propuesto, que asigna al Operador del Sistema la determinación porcentual de los diferentes participantes, sobrecostos y cobros directos a responsables, por su naturaleza debe establecerse en una norma, consiredando que todo lo que atañe a la liquidación, debe estar en el	Sí

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		• Utilización de Herramientas de Simulación: Los criterios deberán basarse en la utilización de herramientas de simulación del sistema eléctrico validadas oficialmente (programas de estudios eléctricos), para analizar los diferentes escenarios y cuantificar los impactos de cada factor o la necesidad de acción de cada agente. • Priorización de la Seguridad del Sistema: Los criterios siempre deberán tener como primera consideración la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el cumplimiento de los CCSDM. • Consideración de la Normativa Vigente: Los criterios deberán incorporar y complementar aquellos criterios establecidos en la normativa vigente, como en la normativa de servicios complementarios disponible y que se encuentre vigente. • Transparencia y Justificación: El proceso y los resultados de la aplicación de los criterios deben ser transparentes, trazables y debidamente justificados técnicamente. • Diferenciación entre Eventos Preventivos y Correctivos: Los criterios deberán ser aplicables tanto a eventos preventivos como a eventos correctivos (ocurridos en tiempo real) que requieran GF por múltiples causas. 2.3 Estudios y Análisis a Consider • Simulaciones de Flujos de Potencia: Realizar simulaciones en estado estacionario del sistema en condiciones normales y bajo diferentes escenarios que permitan aislar el efecto de cada factor o la ausencia de la acción de cada agente responsable. • Análisis de Sensibilidad: Evaluar la sensibilidad del sistema ante la variación de parámetros relevantes asociados a cada posible causa de la GF (e.g., capacidad de líneas de transmisión, disponibilidad de potencia reactiva en nodos específicos). • Análisis de Contingencias: Evaluar cómo las contingencias en el sistema interactúan con las diferentes restricciones o deficiencias que llevan a la necesidad de GF por múltiples causas. 2.4 Datos Relevantes a Considerar • Modelo Eléctrico Actualizado del SIN: Información detallada y actualizada de la topología, parámetros y límites operativos del sistema de transmisión y distribución, de aplicar. • Programación de Unidades de Generación: Información sobre la disponibilidad y costos de operación de las unidades de generación. • Historial de Eventos y Fallas: Datos históricos sobre la ocurrencia de restricciones de transmisión, problemas de voltaje, salidas de equipos, y las acciones tomadas para su mitigación. • Información de la Demanda: Perfiles de carga y previsiones de demanda en las diferentes áreas del sistema. • Capacidades y Límites Operativos: Límites de capacidad de transmisión (térmicos, de estabilidad, etc.) y requerimientos de potencia reactiva en diferentes nodos del sistema. • Normativa y Procedimientos Vigentes: La normativa de servicios complementarios y demás normativa vigente. Al considerar estas pautas, estudios y datos, el Operador podrá desarrollar criterios robustos y fundamentados para la programación de unidades de generación fuera del despacho económico por seguridad, tanto de manera preventiva como correctiva en escenarios complejos para diversas causas,	instrumento correspondiente, y no en uno de carácter técnico. Adicionalmente, nótese que esta asignación de responsabilidad al Operador implicaría transformar parámetros técnicos como desviaciones de voltaje, potencia activa o reactiva, en consecuencias económicas proporcionales, lo cual exige conversión y equivalencia de unidades de medición de naturaleza distinta, así como una revisión normativa de su impacto en la operación. En consecuencia, el Operador del Sistema no puede imponer obligaciones económicas que no emanen de una base legal, en este caso regulatoria (legalidad); siendo así que solo mediante la inclusión de estos lineamientos en la normativa aplicable se le puede dar al Operador el sustento necesario para una adecuada administración técnica y económica del sistema; en este sentido, la facultad para emisión de normativa tal como se ha indicado corresponde a la CREE (Competencia). A este respecto, cabe acotar que, la asignación de responsabilidades asociadas a eventos de GF a causa de varios agentes, puede derivar en escenarios de alta complejidad técnica que imposibilitan una asignación objetiva de los sobrecostos, dando lugar a controversias entre los Agentes del mercado respecto de la proporcionalidad que les corresponde; más aún si esto no se encuentra en el marco regulatorio. El CND no dispone de las competencias ni de las herramientas metodológicas y procedimentales que le permitan distribuir los sobrecostos entre múltiples agentes. Adicionalmente, es preciso considerar que, de un estudio comparativo del marco legal-regulatorio entre otros países de la región centroamericana, como es el caso de Guatemala y Panamá, se identificó que estos países no solo definen la Generación Forzada en sus reglamentos de forma general, sino también a través de normas técnicas específicas en esta materia o su equivalente, que establecen las bases necesarias para el desarrollo posterior de guías. Esto permite a los Operadores del Sistema contar con directrices claras y procedimientos definidos para su gestión, incluyendo las causas de la generación forzada, los responsables según el caso y la metodología para la compensación y liquidación. Por lo tanto, el CND-ODS reitera que su participación en la elaboración de criterios técnicos, plasmados en una Guía, se circunscribe a las atribuciones que le otorga el marco regulatorio vigente, sin asumir funciones exclusivas del Regulador que deben establecerse en instrumentos normativos formales. En este sentido el Operador del Sistema deberá asignar el cobro del sobrecosto de generación forzada únicamente cuando las bases o la responsabilidad correspondiente esté claramente definida en el Marco Regulatorio. Específicamente respecto de los mecanismos de ampliación y tarificación, esto no es responsabilidad del Operador. En el marco de sus funciones únicamente es en lo que respecta al cálculo de los costos incluidos para el Costo Base de Generación. Es potestad de la CREE velar que se ejecuten estas obras de inversión.	

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		promoviendo una operación del sistema más eficiente y razonable La Guía deberá definir claramente los pasos a seguir, los criterios de evaluación y los mecanismos para la programación de generación forzada.		
4	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE)	1. Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada- Identificación de Múltiples Causas o Agentes:" Se recomienda establecer normativamente los tipos de causalidad que pueden derivar en generación forzada (directa, compartida o sistémica), lo cual permitirá atribuir responsabilidades de forma objetiva y trazable. 2. Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada- Consideración de Mecanismos de Ampliación y Tarifación": Se considera inadecuado que la atribución de responsabilidades dependa de si un agente cuenta o no con mecanismos tarifarios remunerados. Esta condición debe eliminarse, ya que introduce excepciones que contradicen el principio de responsabilidad técnica. 3. Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada- Simulaciones de Flujos de Potencia ": Todas las herramientas de simulación utilizadas deben ser validadas oficialmente y permitir reproducibilidad de resultados. Se sugiere que la metodología contemple análisis de sensibilidad, de contingencias y de contribución individual para cuantificar con rigor la participación de cada causa o agente. 4. Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada": Nuevamente solicitamos que tanto los procedimientos como los resultados deben estar debidamente justificados técnica y económicamente, y documentados de forma transparente para permitir su evaluación por parte de los agentes y del regulador.	Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada- Identificación de Múltiples Causas o Agentes:" Se recomienda establecer normativamente los tipos de causalidad que pueden derivar en generación forzada (directa, compartida o sistémica), lo cual permitirá atribuir responsabilidades de forma objetiva y trazable. • Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada- Consideración de Mecanismos de Ampliación y Tarifación": Se considera inadecuado que la atribución de responsabilidades dependa de si un agente cuenta o no con mecanismos tarifarios remunerados. Esta condición debe eliminarse, ya que introduce excepciones que contradicen el principio de responsabilidad técnica. • Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada- Simulaciones de Flujos de Potencia ": Todas las herramientas de simulación utilizadas deben ser validadas oficialmente y permitir reproducibilidad de resultados. Se sugiere que la metodología contemple análisis de sensibilidad, de contingencias y de contribución individual para cuantificar con rigor la participación de cada causa o agente. • Sección: 2. Generación forzada debido a múltiples responsables y diversas causas / Segmento o sección: "2.2 Pautas Generales para el Desarrollo de la Metodología solicitada": Nuevamente solicitamos que tanto los procedimientos como los resultados deben estar debidamente justificados técnica y económicamente, y documentados de forma transparente para permitir su evaluación por parte de los agentes y del regulador.	Sí

Comentarios al Sección 3

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
5	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE)	- Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "3.1. Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada": Se recomienda agregar en la norma un procedimiento de apelación técnica mediante el cual los agentes puedan refutar el grado de responsabilidad asignado, así como mecanismos de revisión colaborativa con los participantes del mercado. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada": Se sugiere incorporar como principio general el deber del CND de informar de forma clara y sistemática los eventos de generación forzada en informes de programación, predespacho, posdespacho y resultados, conforme lo establece el ROM y la misma NT PO. Debe además preverse un mecanismo de fiscalización para asegurar el cumplimiento de este deber. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o numeral: "3.1. Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada": Para fortalecer la transparencia y el control del impacto operativo de la GF, se sugiere que el Operador del Sistema publique informes mensuales, trimestrales y anuales con el número de eventos, energía involucrada, agentes recurrentes e impacto económico. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": La guía debe contener criterios normados para identificar las causas de GF, incluyendo fallas técnicas, restricciones operativas, eventos correctivos y preventivos, y condiciones no rutinarias como fenómenos climáticos o fallas imprevistas. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o literal: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": Se recomienda formalizar el uso del Predespacho Comercial como referencia técnica para identificar desviaciones justificadas en el predespacho técnico, asegurando que dichas desviaciones estén documentadas y justificadas. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": Se sugiere desarrollar una matriz codificada de causas y responsables, que facilite el análisis técnico y regulatorio de los eventos de GF por múltiples causas o agentes, y que esté disponible tanto para la CREE como para los agentes del mercado. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": Se recomienda que la guía contemple parámetros de tolerancia para entrada/salida de unidades, rampas, arranques y	Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "3.1. Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada": Se recomienda agregar en la norma un procedimiento de apelación técnica mediante el cual los agentes puedan refutar el grado de responsabilidad asignado, así como mecanismos de revisión colaborativa con los participantes del mercado. •Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada": Se sugiere incorporar como principio general el deber del CND de informar de forma clara y sistemática los eventos de generación forzada en informes de programación, predespacho, posdespacho y resultados, conforme lo establece el ROM y la misma NT PO. Debe además preverse un mecanismo de fiscalización para asegurar el cumplimiento de este deber. • Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o numeral: "3.1. Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada": Para fortalecer la transparencia y el control del impacto operativo de la GF, se sugiere que el Operador del Sistema publique informes mensuales, trimestrales y anuales con el número de eventos, energía involucrada, agentes recurrentes e impacto económico. • Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": La guía debe contener criterios normados para identificar las causas de GF, incluyendo fallas técnicas, restricciones operativas, eventos correctivos y preventivos, y condiciones no rutinarias como fenómenos climáticos o fallas imprevistas. • Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o literal: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": Se recomienda formalizar el uso del Predespacho Comercial como referencia técnica para identificar desviaciones justificadas en el predespacho técnico, asegurando que dichas desviaciones estén documentadas y justificadas. • Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": Se sugiere desarrollar una matriz codificada de causas y responsables, que facilite el análisis técnico y regulatorio de los eventos de GF por múltiples causas o agentes, y que esté disponible tanto para la CREE como para los agentes del mercado. • Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada": Se recomienda que la guía contemple parámetros de tolerancia para entrada/salida de unidades, rampas, arranques y sincronización, estableciendo cómo las desviaciones pueden contribuir a la activación de GF y afectar la atribución de responsabilidades.	Sí

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		sincronización, estableciendo cómo las desviaciones pueden contribuir a la activación de GF y afectar la atribución de responsabilidades. 8. Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "b) Metodología para determinar el sobrecosto de generación forzada": Se recomienda que la metodología para la determinación del sobrecosto esté desarrollada en detalle en la guía, incluyendo la diferencia entre el CVG de la unidad y el precio marginal horario, y el tratamiento de los costos de arranque cuando correspondan a fallas de otros agentes. 9. Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "b) Metodología para determinar el sobrecosto de generación forzada": Se sugiere reforzar el principio de que los sobrecostos atribuibles a fallas de calidad o eficiencia de un agente no deben trasladarse a la tarifa, sino cobrarse directamente al responsable. 10. Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "e) Una plantilla que permita liquidar los sobrecostos causados por la generación forzada": Se propone incluir una plantilla estándar codificada para el registro detallado de eventos de GF, incluyendo causa, tipo de acción, responsable, unidad activada, costos y sobrecosto estimado. Esta plantilla debe consolidarse en los Informes Técnicos de Cierre (ITC). 11. Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "f) Sobrepaso en límites de energía no suministrada": Se recomienda establecer un umbral de generación forzada que, al superarse, active una revisión regulatoria y participativa por parte de la CREE.	- Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "b) Metodología para determinar el sobrecosto de generación forzada": Se recomienda que la metodología para la determinación del sobrecosto esté desarrollada en detalle en la guía, incluyendo la diferencia entre el CVG de la unidad y el precio marginal horario, y el tratamiento de los costos de arranque cuando correspondan a fallas de otros agentes. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "b) Metodología para determinar el sobrecosto de generación forzada": Se sugiere reforzar el principio de que los sobrecostos atribuibles a fallas de calidad o eficiencia de un agente no deben trasladarse a la tarifa, sino cobrarse directamente al responsable. - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "e) Una plantilla que permita liquidar los sobrecostos causados por la generación forzada": Se propone incluir una plantilla estándar codificada para el registro detallado de eventos de GF, incluyendo causa, tipo de acción, responsable, unidad activada, costos y sobrecosto estimado. Esta plantilla debe consolidarse en los Informes Técnicos de Cierre (ITC). - Sección: 3. Guía de generación forzada / Segmento o sección: "f) Sobrepaso en límites de energía no suministrada": Se recomienda establecer un umbral de generación forzada que, al superarse, active una revisión regulatoria y participativa por parte de la CREE.	
6	Centro Nacional de Despacho (CND)	LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES Y COMENTARIOS CORRESPONDEN AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): 3. Guía de generación forzada El Operador del Sistema elaborará una guía de generación forzada con la finalidad de establecer criterios que orienten la identificación del motivo, causas e involucrados y el valor de sobrecosto a cobrar al responsable que pudiese ser identificado por el Operador con los lineamientos establecidos en la normativa vigente. - El Operador del Sistema deberá asegurarse de que la guía contemple todos los posibles motivos para la convocatoria de generación forzada, distinguiendo claramente entre acciones correctivas tomadas ante una emergencia y acciones preventivas para evitarla. - La guía deberá establecer un proceso detallado para la identificación de las causas raíz de la generación forzada, considerando fallas en equipos de generación, transmisión o distribución, así como restricciones operativas y de seguridad del sistema. La guía deberá contener como mínimo lo siguiente: a) Criterios que orienten la identificación del origen, causas e involucrados en la generación forzada. i. La guía debe incluir una clasificación detallada de las causas de generación forzada, abarcando aspectos como criterios de calidad (voltaje, frecuencia), criterios de seguridad del sistema (reservas de capacidad,	RESPECTO DE LA SECCIÓN 3, SE MANIFIESTA LO SIGUIENTE: 1) Tal y como se expuso para la justificación correspondiente de la Sección 2 y sus subsecciones y bajo los mismos argumentos, el CND-ODS reitera que solo puede atender válidamente, a la elaboración de criterios técnicos plasmados en una Guía cuando estos se limiten a las atribuciones ya conferidas por el marco regulatorio vigente, sin asumir funciones que corresponden exclusivamente al Regulador y que deben ser establecidas por medio de instrumentos normativos formales. 2) Respecto del punto e) plantilla de liquidación de sobrecostos: Eliminar de la Guía, puesto que se solicita la publicación o entrega de la plantilla oficial que permita efectuar la liquidación de los sobrecostos causados por la generación forzada, así como un ejemplo práctico que ilustre la aplicación de dicha plantilla. Esta solicitud tiene como propósito contar con una comprensión clara del tratamiento regulatorio propuesto respecto a la generación forzada. 3) Respecto del punto f) Sobrepaso en límites de energía no suministrada: Eliminar de la Guía puesto que se indica que en caso de que se identifique una señal de déficit de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el CND-ODS adoptará medidas inmediatas para garantizar la seguridad del suministro. Bajo este escenario, se procedería a despachar toda la generación disponible en el sistema, priorizando los recursos que se encuentran operativos y	Sí



No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		gestión de contingencias), criterios de desempeño (regulación primaria y secundaria de frecuencia) y situaciones operativas especiales. ii. Se deben especificar los registros y la información que el Operador del Sistema debe analizar para determinar el origen de la generación forzada, como informes de predespacho y posdespacho, reportes de fallas, bitácoras de operación, y datos de medición en tiempo real. iii. Entrada y salida de operación de unidades ■ La guía debe establecer rangos de tolerancia aceptables para la potencia de las unidades generadoras al momento de su sincronización y durante su operación, considerando las capacidades declaradas y los requisitos del sistema. ■ Arranque y parada de centrales generadoras y rampas de incremento o disminución de generación ■ Entrada o salida anticipada o tardía de centrales generadoras, especificando tolerancia máxima en los tiempos de sincronización, tanto para la entrada como la salida de unidades. Asimismo, se deberán especificar la tolerancia de establecimiento del nivel de potencia. ■ Se deben definir los límites máximos de desviación permitidos respecto a la capacidad nominal de la planta, más allá de los cuales se podría considerar un incumplimiento con implicaciones en la necesidad de generación forzada. iv. Condiciones operativas especiales ■ La guía debe abordar cómo se gestionará la generación forzada en situaciones operativas no rutinarias, como eventos climáticos adversos, salidas de servicio no programadas de elementos de la red, o restricciones impuestas por condiciones de seguridad inusuales. ■ Se deben definir los procedimientos específicos que el Operador del Sistema debe seguir para la convocatoria y justificación de la generación forzada en estas circunstancias especiales, asegurando la documentación adecuada de los motivos y las acciones tomadas. ■ La guía debe considerar cómo las restricciones en el sistema de transmisión pueden interactuar con estas condiciones operativas especiales, potencialmente exacerbando la necesidad de generación forzada y requiriendo una coordinación adecuada. b) Criterios de sobrecosto de generación forzada. i. La guía debe detallar el método de cálculo del sobrecosto, basado en la diferencia entre el costo variable de la generación forzada y el precio marginal en el nodo de conexión correspondiente, para cada hora en que la generación forzada fue requerida. ii. Se debe incluir la forma de incorporar el costo de arranque de la unidad generadora forzada, en los casos en que el incumplimiento de un proveedor de servicios complementarios haya obligado al arranque de otra unidad. iii. La guía debe establecer que en los casos que una unidad generadora sea programada como GF, ya sea en el predespacho o como parte de la operación en tiempo real, pero que finalmente no resulte despachada o cuya operación no haya tenido incidencia sobre los costos marginales respetando el despacho económico, no deberá considerarse que se ha generado un sobrecosto, al no haberse producido un efecto sobre el despacho ni los costos reconocidos por el mercado. [...] *ELIMINAR INCISOS e) Y f)"	técnicamente disponibles, conforme al orden de mérito de costos variables. Por lo cual no entra en el concepto de generación forzada. EN CUANTO A LA SUBSECCIÓN 3.1, SE EXPRESA LO SIGUIENTE: 4) En lo concerniente a el escenario de "Reclamos" presentados por los agentes, dispuesto en la parrafo segundo del Romano III de la subsección 3.1, resulta pertinente acotar preliminarmente que, de conformidad con la Ley de Procedimiento Administrativo, son susceptibles de impugnaciones las providencias que causen indefensión o pongan fin al procedimiento, así como las resoluciones o actos que pongan fin al proceso. Compréndase que la acción de reclamo resulta en una manifestación inequívoca de la voluntad del actor, por consiguiente, su gestión correspondería a la de una impugnación. por consiguiente, la visión de reclamos en una etapa de socialización no resulta pertinente, puesto que el mero acto de socialización y el rechazo de los comentarios no forman parte de un proceso administrativo vinculante, como es el caso de las facultades privativas que conciernen al Regulador, respecto del desarrollo de la normativa aplicable en el subsector eléctrico y por consiguiente la socialización de esta mediante la "Consulta Pública", revestida del carácter vinculante y facultativo que brindan la seguridad jurídica requerida que garantiza y procura el debido proceso y los derechos que competen a los participantes o interesados durante este tipo de procedimientos. 5) Respecto de la emisión de "la No Objeción" que se pretende por parte del Regulador, es preciso considerar que, las facultades o funciones que ejerza este, deben estar amparadas dentro del marco de la Ley, sin alejarse del cumplimiento de las leyes de carácter geeral que rigen las actuaciones de la administración pública,; a este respecto nótese que, al tenor de lo indicado en el artículo 118 de la LGAP, los actos de carácter general que se dictan en el ejercicio de potestades reglamentarias se deben emitir por Acuerdos, asimismo, nótese que el artículo 15 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, manda que las decisiones tomadas por la Comisión serán mediante Resoluciones o Acuerdos. A este respecto, es imperativo que el Regulador emita su "aprobación" de la guía, a través de "Acuerdo", siendo este el instrumento idoneo y normativamente exigido, puesto que la “no objeción” no reviste de carácter vinculante las actuaciones del ODS, careciendo de legalidad y por consiguiente de obligatoriedad afectando directamente la eficacia de su aplicación. 6) Adicionalmente, se determina que, resulta imprecindible que el Regulador establezcas los lineamientos que en su caso deberán seguirse a efectos de la implementación adecuada de la Guía por parte del operador, indicando los plazos.	

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
		3.1. Procedimiento para la socialización y aprobación de la Guía de Generación Forzada. Una vez elaborada la guía, el Operador del Sistema deberá realizar un procedimiento de socialización de esta a fin de obtener comentarios y sugerencias de los agentes del mercado eléctrico nacional y empresas transmisoras, dicho procedimiento deberá de seguir los lineamientos y procedimiento siguiente: i. Publicación de la propuesta de guía de generación forzada en la página web del Operador del Sistema. Al momento de difundir la propuesta de la guía los coordinados tendrán un plazo de diez (10) hábiles para realizar observaciones. El Operador del Sistema podrá ampliar el plazo inicial a petición de parte, debidamente justificada o en caso de que lo amerite necesario. ii. Habilitación de un canal formal para la recepción de los comentarios, como una dirección de correo electrónico o una plataforma en línea, asegurando el registro y la trazabilidad de todas las comunicaciones. iii. Después de finalizado el plazo para recepción de comentarios el Operador del Sistema, deberá analizar de manera exhaustiva cada uno de los comentarios y sugerencias recibidas, evaluando su pertinencia y viabilidad para la mejora de la guía. Dentro del plazo máximo de 30 días hábiles contados a partir del día siguiente que finalice el plazo de recepción de comentarios, el Operador del Sistema deberá de comunicar a cada uno de los participantes las respuestas a sus comentarios. iv. Al finalizar la etapa anterior el Operador del Sistema deberá de remitir a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica la propuesta de la guía de generación forzada a fin de que el Regulador emita un Acuerdo a través del cual se apruebe la misma. Asimismo, deberá de adjuntar el informe del proceso de socialización, el cual deberá de contener: a) un resumen de la socialización, indicando las fechas de inicio y finalización para recibir comentarios, b) cada uno de los comentarios recibidos, explicando si fue aceptado, rechazado o aceptado parcialmente. b) las respuestas a los comentarios aceptados total o parcialmente y la justificación de los comentarios rechazados; c) el comprobante de la comunicación a los participantes sobre las respuestas de sus comentarios, d) los reclamos presentados por los agentes y sus respectivas respuestas y e) el borrador de la guía de generación forzada identificando los cambios realizados como resultado de la socialización. En caso de que, la CREE tenga observaciones respecto de la Guía, previo a su aprobación, esta deberá remitir al Operador sus comentarios, a fin de que se proceda a su analisis y en su caso realicen los ajustes correspondientes, esto en un plazo de diez (10) dias hábiles contandos a partir de la recepción de las obserbaciones. En caso el Operador del Sistema considere necesario modificar la guía de generación forzada después de su emisión, deberá de realizar el procedimiento de socialización y presentar la propuesta de modificación la CREE con las debidas justificaciones para obtener su no objeción. Esto siguiendo el procedimiento antes descrito.		

Comentarios al Sección 4

No.	Institución	Comentario	Justificación	Admisible
7	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE)	1. Sección: 4. Compensación de sobrecostos / Segmento o sección: "Compensación de sobrecostos": En situaciones donde se supere el límite de Energía No Suministrada (ENS), la guía debe establecer criterios para justificar la activación preventiva de GF, incluyendo análisis de costo-beneficio y evaluación de alternativas menos costosas. 2. Sección: 4. Compensación de sobrecostos / Segmento o sección: "Compensación de sobrecostos": En caso de mantenerse la elaboración de una guía por parte del CND, se recomienda someter a un proceso de revisión por parte de los agentes para que se puedan evaluar la metodología e información con las que contarán los agentes para previo a su aplicación.	• Sección: 4. Compensación de sobrecostos / Segmento o sección: "Compensación de sobrecostos": En situaciones donde se supere el límite de Energía No Suministrada (ENS), la guía debe establecer criterios para justificar la activación preventiva de GF, incluyendo análisis de costo-beneficio y evaluación de alternativas menos costosas. • Sección: 4. Compensación de sobrecostos / Segmento o sección: "Compensación de sobrecostos": En caso de mantenerse la elaboración de una guía por parte del CND, se recomienda someter a un proceso de revisión por parte de los agentes para que se puedan evaluar la metodología e información con las que contarán los agentes para previo a su aplicación.	Sí
8	Centro Nacional de Despacho (CND)	LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES Y COMENTARIOS CORRESPONDEN AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): 4. Compensación de sobrecostos Para la compensación de sobrecostos y asignación de responsabilidades de generación forzada, únicamente para los casos donde el Operador pueda identificar al responsable(s) de tal acción conforme a los lineamientos en la normativa vigente, determinará si la acción corresponde a un control preventivo o correctivo, lo cual deberá estar justificado y contar con el respaldo de registros correspondientes. En el caso se identifique que la generación forzada se deba a ineficiencias de un actor, los sobrecostos no serán transferidos a la tarifa eléctrica y se deberá realizar el cobro al responsable conforme a los lineamientos establecidos en la normativa vigente.	RESPECTO A LA SECCIÓN 4 SE MANIFIESTA LO SIGUIENTE: RESPECTO A LA SECCIÓN 4 SE MANIFIESTA LO SIGUIENTE: 1) Se considera que el Operador del Sistema debe aplicar el cobro del sobrecosto de generación forzada exclusivamente cuando la responsabilidad correspondiente se encuentre explícitamente establecida en el Marco Regulatorio. No es procedente especificar parámetros normativos para valorizar incumplimientos a través de una Guía, el medio idóneo para establecer estos elementos debe corresponder a una Norma o Reglamento emitido por el ente Regulador. 2) Esto tambien debe considerarse para el término de "ineficiencias" el cual es amplio y puede prestarse a interpretaciones subjetivas. Para una correcta aplicación del Artículo 18 de la LGIE, el Operador requiere de una base normativa que le permita identificar aquellos sobrecostos para que pudieren ser aplicables, por lo cual se solicita claridad al Regulador de aquellos términos que pudieren ser tomados como ineficiencias y definidos como tal en el marco regulatorio para su posterior aplicación.	Sí

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