

La Gaceta



DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLVI TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

MIÉRCOLES 4 DE DICIEMBRE DEL 2024.

NUM. 36,706

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-106-2024

“APROBACIÓN DE INFORME DE RESULTADOS DE CONSULTA PÚBLICA CREE-CP-01-2024, NORMA TÉCNICA DE COGENERACIÓN Y MODIFICACIONES ASOCIADAS A LOS COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN”.

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, municipio de Distrito Central, a los veinticuatro (24) días de octubre de dos mil veinticuatro (2024).

Resultando:

- I. Que mediante Acuerdo CREE-15-2024 de fecha catorce (14) de marzo de dos mil veinticuatro (2024), la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó y ordenó el inicio de la consulta pública CREE-CP-01-2024 denominada “Norma Técnica de Cogeneración y Modificaciones asociadas a los Costos Variables de Generación”.
- II. Que mediante Acuerdo CREE-23-2024 de fecha cuatro (04) de abril de dos mil veinticuatro (2024) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó la ampliación de la consulta pública denominada “Norma

SUMARIO

Sección A

Decretos y Acuerdos

COMISIÓN REGULADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA CREE

Acuerdo CREE-106-2024

A. 1-18

SECRETARÍA DE ESTADO EN EL
DESPACHO DE ENERGÍA

Acuerdo SEN-123-2024

A. 19-23

AVANCE

A. 24

Sección B

Avisos Legales

B. 1 - 40

Desprendible para su comodidad

Técnica de Cogeneración y Modificaciones asociadas a los Costos Variables de Generación”.

- III. Que la consulta pública relacionada en el apartado anterior tuvo como objeto someter ante los distintos actores del subsector eléctrico y de la ciudadanía en general, las propuestas regulatorias en materia de Cogeneración y modificaciones asociadas a los costos variables de generación, de manera específica:
 - i) Propuesta de Norma Técnica de Cogeneración,
 - ii) Propuesta de modificaciones al Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista y la Norma Técnica de Programación de la Operación.
- IV. Que en fecha veinticuatro (24) de abril de dos mil veinticuatro (2024), concluyó el término para que los interesados efectuaran sus comentarios y

observaciones al proceso de consulta pública objeto del presente acuerdo, admitiendo aquellos comentarios que cumplieron con los criterios pertinentes a las propuestas de normativa.

- V. Que mediante sus unidades internas, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) valoró posiciones, observaciones y comentarios admisibles, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlos de forma parcial o total a la propuesta final del documento puesto en consulta.
- VI. Que como parte del procedimiento de Consulta Pública, la Dirección de Regulación emitió el Informe de Comentarios Recibidos intitulado “Informe de Comentarios Recibidos Consulta Pública CREE-CP-01-2024 Norma Técnica de Cogeneración y modificaciones asociadas a los Costos Variables de Generación”.
- VII. Que en fecha treinta (30) de agosto de dos mil veinticuatro (2024), el Centro Nacional de Despacho remitió a esta Comisión el oficio No. GD-CND-422-VIII-2024 contentivo de una serie de comentarios y observaciones a la propuesta de normativa de Cogeneración. Los puntos abordados en el oficio relacionado fueron los siguientes:
1. Restricciones asociadas a los procesos industriales.
 2. Autorizaciones emitidas por el Operador del Sistema.
 3. Flexibilidad en el cambio de clasificación del Cogenerador No Gestionable, cuando represente total o parcialmente un aumento de su capacidad a las órdenes del Operador del Sistema.
 4. Determinación de la energía inyectada y retirada por el Cogenerador dentro de un periodo de mercado.

Considerando:

Que la Ley General de la Industria Eléctrica fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el veinte (20) de mayo del dos mil catorce (2014) y reformada mediante Decretos Legislativos números 61-2020 publicado en el Diario Oficial el cinco (05) de mayo del año dos mil veinte (2020), 02-2022 publicado en el Diario Oficial el once (11) de febrero del año dos mil veintidós (2022) y 46-2022 publicado en el Diario Oficial el dieciséis (16) de mayo del año dos mil veintidós (2022); esta tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo entre ellas la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como la de emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

EDIS ANTONIO MONCADA
Gerente General

SULY YADIRA ANDRADE GUTIERREZ
Coordinadora y Supervisora

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

General de la Industria Eléctrica y el adecuado funcionamiento de este.

Que el artículo 6. Relativo a Otros Agentes del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista establece en su literal B que: “**Empresas Generadoras con equipos de cogeneración**. Los equipos de cogeneración son aquellas que producen de manera integrada, en un único proceso que mejora la eficiencia del uso de los recursos energéticos y dentro de un mismo predio, electricidad y otras formas de energía útil para los procesos industriales de una empresa conectada en redes de media o alta tensión. Las Empresas Generadoras que posean equipos de cogeneración deberán cumplir con los requerimientos y disposiciones aplicables a los Agentes Productores, no obstante, estarán sujetas a la excepción siguiente: El Consumo Propio de Generación de dichas empresas será la suma del consumo de electricidad requerido para la producción de energía eléctrica y el consumo para sus procesos industriales. Debido a la naturaleza de sus actividades, el consumo propio de generación referido en el presente artículo podrá ser suministrado por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, en calidad de Usuario, aplicando la tarifa que corresponde al nivel de tensión en el punto de conexión a la red eléctrica.

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) establece que, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitirá normas técnicas de obligatorio cumplimiento para las actividades de generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, operación del sistema, alumbrado público y en general, de todos aquellos aspectos del subsector eléctrico que considere necesarias para la debida aplicación de la Ley y sus reglamentos.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias,

administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando 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.

Que de acuerdo con el Procedimiento para Consulta Pública, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) convocará e iniciará la consulta pública, cuando la CREE considere que el asunto es de tal importancia para el buen funcionamiento del mercado eléctrico.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) publicará en su sitio web el Informe de Resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) debe de comunicar el Informe de Resultados a los participantes que hayan suministrado correo electrónico de contacto en la consulta pública.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-63-2024 del veinticuatro (24) de octubre de dos mil veinticuatro (2024), el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente Acuerdo.

Por tanto

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 3 primer párrafo, literal D romano III, artículo 16 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 4 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica; artículo 10 y demás aplicables del Procedimiento para Consulta Pública, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes.

Acuerda:

PRIMERO: Aprobar el informe intitulado “Informe de Resultados Consulta Pública CREE-CP-01-2024 Norma Técnica de Cogeneración y modificaciones asociadas a los Costos Variables de Generación” contentiva de la propuesta de elementos normativos para regular la actividad de las empresas generadoras con equipos de cogeneración.

SEGUNDO: Aprobar en todas y cada una de sus partes la Norma Técnica de Cogeneración, la cual se deberá leerse de la siguiente forma:

Norma Técnica de Cogeneración**TÍTULO I****DISPOSICIONES GENERALES****CAPÍTULO I****OBJETO Y ALCANCE**

Artículo 1. Objeto. El objeto de la presente Norma Técnica (en adelante, esta Norma Técnica, o NT-CO) es establecer los requisitos, responsabilidades aplicables, procedimientos de programación, operación y liquidación de las transacciones asociadas a Empresas Generadoras con equipos de cogeneración.

Los equipos de cogeneración son aquellos que producen de manera integrada, en un único proceso que mejora la eficiencia del uso de los recursos energéticos y dentro de un mismo predio como parte de su propia cadena de producción, electricidad y otras formas de energía útil para los procesos industriales de una empresa conectada en redes de media o alta tensión.

CAPÍTULO II**ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES****Artículo 2. Siglas.**

CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo
CVG	Costo Variable de Generación
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT-PF	Norma Técnica de Potencia Firme
NT-PO	Norma Técnica de Programación de la Operación
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
SIN	Sistema Interconectado Nacional

Artículo 3. Definiciones. En adición a las definiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su Reglamento, y demás normativa regulatoria, para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá por:

Empresa Generadora con equipos de cogeneración o Cogenerador	Son aquellas empresas generadoras que poseen equipos de cogeneración que producen de manera integrada, en un único proceso que mejora la eficiencia del uso de los recursos energéticos y dentro de un mismo predio como parte de su propia cadena de producción, electricidad y otras formas de energía útil para los procesos industriales de una empresa conectada en redes de media o alta tensión.
Cogenerador Gestionable	Cogenerador sujeto a despacho del Operador del Sistema.
Cogenerador No Gestionable	Cogenerador que por razones justificadas en forma técnica (presentadas por el Agente y aprobadas por el Operador del Sistema) no estará, total o parcialmente, sujeto al despacho del Operador del Sistema siempre y cuando no se afecte la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). No obstante, para los efectos de la planificación operativa que realiza el Operador del Sistema, deberá declarar sus pronósticos de inyección a efectos de ser considerado dentro del Despacho Económico que realiza el Operador del Sistema.
Consumo Específico de Combustible	Cantidad de combustible, dada en litros (L), kilogramos (kg) o british thermal units (BTU), requerida por una unidad de generación térmica para producir una unidad de energía eléctrica (kWh) funcionando a un determinado nivel de carga.
Consumo Propio del Cogenerador	Consumo de electricidad que una central cogeneradora requiere para la operación de sus equipos auxiliares, necesarios para la producción de energía eléctrica y los procesos industriales.
Contrato Pre-existente	Es un contrato de compra de capacidad y energía que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenga a la entrada en vigencia de la Ley General de la Industria Eléctrica, cuyo tratamiento se establece en el Título XI "Disposiciones Transitorias", literal B del artículo 28 de la LGIE.
Costo Variable de Operación y Mantenimiento	Costo variable necesario para operar y mantener una unidad generadora, que depende del grado de carga de la unidad o central generadora.
Despacho Económico	Es la programación optimizada de las centrales o unidades generadoras y la importación regional, que resulta de minimizar los costos variables para suministrar la demanda eléctrica del SIN y la exportación, cumpliendo con las restricciones operativas de las centrales o unidades generadoras y las restricciones que imponen los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM).
Operador del Sistema	Entidad de capital público que forma parte de la estructura de la ENEE y que se reconoce como Centro Nacional de Despacho (CND), encargada de la operación del SIN y su coordinación con el Sistema Eléctrico Regional, y de la administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional (MER).
Período de Mercado	Es el intervalo mínimo de tiempo en que se divide el día para efectos del Predespacho de transacciones de energía en el MER y en el MEN y el cálculo de precios en cada nodo de la Red de Transmisión Regional (RTR) y el sistema principal de transmisión en el mercado de oportunidad. Este periodo será horario.

CAPÍTULO III**CAMPO DE APLICACIÓN**

Artículo 4. Campo de Aplicación. La presente Norma Técnica aplica a:

- El Operador del Sistema.
- Toda central o unidad cogeneradora (sujeta al despacho y/o la coordinación operativa del Operador del Sistema) y las Empresas Generadoras propietarias de dichas centrales o unidades generadoras; con excepción de lo dispuesto en el artículo 9 de la presente Norma Técnica.
- Empresas Distribuidoras propietarias u operadoras de dichos sistemas de distribución.

Artículo 5. Registro Público. El Agente Productor deberá figurar en el documento de inscripción del Registro Público de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), como “Empresa Generadora con equipos de cogeneración”. Para tal efecto, deberá seguir los lineamientos emanados por la LGIE, llenando el formulario con información actualizada y suministrará información relacionada a sus procesos de cogeneración.

CAPÍTULO IV**GENERALIDADES**

Artículo 6. Clasificación. Los Cogeneradores, de acuerdo con sus características técnicas, con el fin de definir las particularidades de la programación de la operación de las unidades, se clasificarán de la manera siguiente:

- Se denominará Cogenerador Gestionable al Cogenerador sujeto a despacho del Operador del Sistema.
- Se denominará Cogenerador No Gestionable al Cogenerador que por razones técnicas justificables no

esté sujeto al despacho del Operador del Sistema, en forma parcial o total.

Artículo 7. Declaración de Cogenerador No Gestionable.

A los fines de ser considerado dentro de la categoría de Cogenerador No Gestionable, el Cogenerador deberá presentar una solicitud formal conforme a ley, acompañada de un informe técnico que justifique su inclusión. El informe deberá como mínimo incluir:

- Una memoria técnica del proceso de producción de electricidad y otras energías útiles.
- Una memoria técnica incluyendo el cálculo de la eficiencia energética del proceso.
- La justificación detallada de las inflexibilidades asociadas al proceso de producción.
- Cualquier otra información que solicite el Operador del Sistema.
- El Cogenerador deberá presentar adjunto al informe técnico, una declaración jurada suscrita por el representante legal sobre la veracidad de la información proporcionada.

Los Cogeneradores con Contratos Preexistentes podrán presentar la Declaración de Cogenerador No Gestionable en cualquier momento durante la vigencia de su contrato. Sin embargo, la resolución que recaiga sobre dicha solicitud surtirá efecto a partir del vencimiento del contrato. En consecuencia, la información contenida en la solicitud deberá corresponder con la que se proyecte como vigente al momento del vencimiento del contrato.

El Operador del Sistema es responsable de evaluar las declaraciones de no gestionable presentadas, aprobar o rechazar las mismas, asegurando una consistencia en sus decisiones.

Una vez que el Operador del Sistema verifique el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y se realicen los respectivos análisis sobre las declaraciones solicitadas, deberá emitir un dictamen técnico que servirá de sustento para la resolución, aceptando o rechazando la solicitud dentro de un plazo máximo de 20 días hábiles contados a partir de su recepción, debiendo de notificarla al solicitante con copia a la CREE.

El Operador del Sistema deberá publicar en su página web, un listado actualizado de todos los Cogeneradores con carácter de no gestionable.

En los casos en donde el Operador del Sistema autorice una declaración de Cogenerador No Gestionable, el carácter de no gestionable entrará en vigor a partir de la nueva programación semanal posterior a la resolución emitida por el Operador del Sistema.

En caso de que la declaración de cogenerador no gestionable no sea autorizada por el Operador del Sistema y el Cogenerador se considere afectado por dicha decisión, este tiene derecho de impugnar la decisión tomada ante el órgano superior jerárquico del Operador del Sistema de acuerdo con lo dispuesto en la LGIE.

Artículo 8. Cambios en la Declaración de Cogenerador No Gestionable. El Cogenerador tiene la potestad de cambiar el estatus de Generador No Gestionable ante cambios en sus procesos industriales.

En los casos en donde el Cogenerador decida finalizar su condición de Cogenerador No Gestionable, el mismo notificará por medio de una declaración simple al Operador del Sistema. El carácter de no gestionable quedará sin efecto

a partir de la entrada en vigencia de la primera programación semanal posterior a la aceptación de la presentación por el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema deberá de informar el cambio de condición al Agente y a la CREE para su conocimiento. El Operador del Sistema deberá publicar en su página web el listado actualizado de todos los Cogeneradores con carácter de no gestionable.

El Cogenerador tendrá la potestad de realizar una nueva declaración para clasificarse o modificar su estado de Cogenerador Gestionable a No Gestionable, o siendo parcialmente No Gestionable aumente sus restricciones ante cambios en sus procesos productivos, siempre y cuando lo justifique y siguiendo en lo aplicable el procedimiento indicado en el Artículo 7 de esta Norma Técnica.

TÍTULO II

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Artículo 9. Cogeneradores conectados a la Red de Distribución. Lo dispuesto en el presente título relativo a la planificación operativa que realiza el Operador del Sistema, excluye a las centrales o unidades cogeneratoras conectadas a la red de distribución y con potencia instalada menor a (5) MW y las personas jurídicas propietarias de dichas centrales o unidades generadoras, exceptuando los casos en donde la operación de dichas centrales impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.

Artículo 10. Derechos y Obligaciones. El Cogenerador posee los mismos derechos y obligaciones que el resto de los

Agentes Productores del MEN y aquellos que emanen de lo expresamente establecido en esta Norma Técnica.

Artículo 11. Derecho a ser Retribuido. Los Cogeneradores tendrán derecho a recibir una retribución por la energía eléctrica inyectada, esto de conformidad con los costos marginales determinados por el Operador del Sistema, así como los contratos suscritos conforme a la normativa vigente. De igual manera, podrán recibir una retribución por la potencia firme y los servicios complementarios remunerables, en caso de que aplique el pago de los mismos.

Artículo 12. Obligación de Declarar Capacidad de Inyección. Como lo dispone la LGIE, todos los Cogeneradores conectados al SIN están obligados a poner cada día su capacidad excedente disponible gestionable o su pronóstico de inyección no gestionable, a las órdenes del Operador del Sistema.

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN PARA PRESENTAR POR LOS COGENERADORES

Artículo 13. Información para Presentar. El Cogenerador, en su carácter de Agente Productor, deberá suministrar la información que el Operador del Sistema le solicite para el ejercicio de sus funciones dentro de los plazos y por los medios que requiera el Operador del Sistema. En particular:

- Informar sus disponibilidades previstas y reales al Operador del Sistema para realizar la Programación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal, Predespacho, Operación en Tiempo Real y Redespacho, dentro de los plazos establecidos en la NT-PO y la Norma Técnica de Mantenimientos, para la coordinación de mantenimientos programados, o inmediatamente en el caso de indisponibilidad forzada.

- En el caso del Cogenerador No Gestionable deberá informar su capacidad disponible, Consumo Propio del Cogenerador y pronóstico de inyecciones previstas y reales al Operador del Sistema para realizar la Programación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal, Predespacho, Operación en Tiempo Real y Redespacho, dentro de los plazos establecidos en la NT-PO.
- En el caso del Cogenerador Gestionable deberá informar su capacidad disponible, mínimos técnicos, restricciones operativas y Consumo Propio del Cogenerador ante el Operador del Sistema para realizar la Programación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal, Predespacho, Operación en Tiempo Real y Redespacho, dentro de los plazos establecidos en la NT-PO.
- Declarar al Operador del Sistema sus Costos Variables de Generación (CVG), de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente a tal efecto.

CAPÍTULO III

COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

Artículo 14. Obligación de Declarar Costos Variables de Generación. Todos los titulares de centrales generadoras de cogeneración, o los compradores que hayan adquirido el derecho de producción de estas, están obligados a poner a disposición del Operador del Sistema toda la potencia disponible de sus unidades o centrales cogeneradoras, declarando la información de sus CVG, para el Despacho Económico, de acuerdo con lo que se establece en la regulación vigente a tal efecto.

Artículo 15. Costo Variable de Generación. El CVG, se determina como el costo variable de combustible más el costo de operación y mantenimiento (costo no combustible).

El costo variable de combustible de una unidad cogeneradora se calcula como el costo del combustible, por unidad de combustible, multiplicado por el Consumo Específico de Combustible (curva de rendimiento de cada unidad generadora, según su grado de carga asignado al proceso de producción de energía eléctrica) y dividido por el poder calorífico inferior del combustible.

El costo variable no combustible está dado por el costo variable de operación y mantenimiento, es decir, el costo de operación y mantenimiento relacionado a la generación de energía eléctrica.

Artículo 16. Costo Variable de Generación del Cogenerador No Gestionable. El CVG será considerado nulo a los fines del Despacho Económico y la fijación de precios en el mercado de oportunidad. En el caso de los Cogeneradores parcialmente No Gestionables, los mismos deberán declarar su CVG de forma similar a un Cogenerador Gestionable.

Artículo 17. Costo Variable de Generación del Cogenerador Gestionable y parcialmente No Gestionable. El CVG será su costo operativo que como mínimo considerará el costo variable de operación y mantenimiento, declarado por el Agente a los fines del Despacho Económico y la fijación de precios en el mercado de oportunidad, de acuerdo con lo que se establece en la regulación vigente a tal efecto.

En los casos donde el costo operativo incluya el costo variable de combustible utilizado para la generación de energía eléctrica, el mismo deberá ser justificado a partir de las facturas de compra de combustible de estos.

El costo variable de combustible deberá descontar los beneficios asociados al mejor aprovechamiento de la fuente primaria de energía en su proceso de cogeneración. Estos se

deberán aplicar como un descuento al costo de combustible, los cuales deberán ser justificados mediante estudios u otros antecedentes.

Esto implica que en el cálculo del costo variable de combustible debe calcularse la energía primaria entregada por el combustible y su precio, la proporción de energía útil transformada en energía eléctrica y la proporción de energía útil transformada en vapor. El costo variable de combustible para generación eléctrica debe computar como máxima la proporción del costo total asociada a la energía eléctrica útil. El costo variable no combustible está dado por el Costo Variable de Operación y Mantenimiento, es decir, el costo de operación y mantenimiento relacionado a la generación de energía eléctrica.

Artículo 18. Responsabilidad del Operador del Sistema. El Operador del Sistema es responsable de realizar la validación de los CVG, declarados por las Empresas Generadoras con equipos de cogeneración.

CAPÍTULO IV

DESPACHO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Artículo 19. Programación de la Operación de los Cogeneradores parcialmente No Gestionables. El Operador del Sistema incorporará en la programación de la operación, para el caso de los Cogeneradores parcialmente No Gestionables, una restricción que represente su proporción de generación no gestionable.

Artículo 20. Administración del Exceso de Generación. El Operador del Sistema tiene la autoridad para reducir la generación despachada en períodos de exceso de oferta de generación, priorizando con criterio técnico y operativo los CCSDM y los servicios complementarios, inclusive para los

Cogeneradores No Gestionables, con restricciones aprobadas asociadas al proceso productivo industrial.

La administración de los excesos de generación será realizada por el Operador del Sistema, en función de los criterios establecidos en la NT-PO en su capítulo 11.8 “Administración del Exceso de Generación”.

El Operador del Sistema deberá establecer una guía con el detalle del procedimiento para realizar la administración del exceso de generación.

TÍTULO III

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

CAPÍTULO ÚNICO

Artículo 21. Servicios Complementarios. El Cogenerador, a los fines de la prestación de los Servicios Complementarios definidos en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica respectiva que establezca la obligación de proveer servicios complementarios, posee los mismos derechos y obligaciones que, en su calidad de Agente Productor tienen el resto de los Agentes Productores del MEN.

A dicho fin, los requisitos de prestación de los Servicios Complementarios por parte del Cogenerador, en su calidad de Agente Productor, estarán vinculados en función de su potencia activa generada.

TÍTULO IV

MEDICIÓN COMERCIAL Y TRANSACCIONES

ECONÓMICAS

CAPÍTULO I

MEDICIÓN COMERCIAL

Artículo 22. Medición Comercial. El Cogenerador deberá contar con un sistema de medición comercial bidireccional, en el punto de conexión eléctrica con la red de transmisión o distribución, que permita la medición de la energía inyectada y retirada de la red para cada Período de Mercado. Estos sistemas de medición deben cumplir con los requisitos fijados en la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC).

Para fines de verificación del consumo industrial del Cogenerador, el Cogenerador deberá instalar adicionalmente al equipo de medición comercial, un equipo de medición exclusivo para el equipo de generación, el cual deberá ser instalado de acuerdo con la potencia instalada y los flujos de energía de conformidad con lo establecido en la NT-MC.

CAPÍTULO II

LIQUIDACIÓN

Artículo 23. Valorización del Registro de Inyecciones. Las inyecciones de energía a la red de los Cogeneradores registradas por la medición comercial bidireccional que se vendan al mercado mayorista serán valorizadas según corresponda. Las ventas de energía en el mercado de oportunidad se valorizarán al precio nodal de la energía.

Artículo 24. Facturación del Consumo Propio del Cogenerador. La Empresa Distribuidora es responsable de los retiros asociados al Cogenerador ante el mercado mayorista según corresponda. Será la encargada de facturar dichos retiros del Cogenerador de la red, registrados por la medición en el punto de conexión eléctrica con la red a tarifa regulada.

El Distribuidor podrá establecer una nueva categoría tarifaria para los Cogeneradores.

Artículo 25. Garantías. Los Cogeneradores que participan en el mercado de oportunidad, como Generador, deberán rendir una garantía ante el Operador del Sistema para respaldar las obligaciones económicas que se deriven de sus transacciones en el mercado de oportunidad. Las garantías serán las establecidas por la norma técnica vigente a tal efecto.

TÍTULO V

DISPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIAS

CAPÍTULO ÚNICO

Artículo 26. Vigencia. La presente Norma Técnica entrará en vigor en la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Artículo 27. Transición. En el caso en que el Cogenerador no declare sus CVG en los plazos establecidos, el Operador del Sistema tendrá la potestad de continuar utilizando los últimos costos declarados vigentes.

Para los efectos de todos los derechos y obligaciones formales y materiales que emanan de la presente norma, las empresas generadoras con equipos de cogeneración tendrán un período máximo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigor de la presente norma para realizar todas las adecuaciones correspondientes. Durante el plazo antes mencionado, las empresas que se encuentren en proceso de transición hacia la figura de cogenerador, continuarán operando bajo el esquema regulatorio en el cual estén enmarcadas al momento de la entrada en vigor de la NT-CO.

Para aquellas Empresas Generadoras que, a la fecha de aprobación de la NT-CO, ya se encuentren preparadas para su transición a la figura de Cogenerador, no les será aplicable el plazo establecido en el apartado anterior. En estos casos, la

CREE llevará a cabo las acciones administrativas y técnicas necesarias para verificar y validar dicha transición.

Artículo 28. Contratos Renegociados. Los contratos que hayan sido renegociados hasta la fecha de publicación de la presente norma, de conformidad con lo establecido en el Decreto Legislativo No. 46-2022, titulado “Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social”, tendrán los mismos efectos regulatorios que para con los contratos preexistentes.

TERCERO: Aprobar las **modificaciones asociadas a los Costos Variables de Generación** en las normativas que se detallan a continuación, las cuales entrarán en vigor a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Modificar el artículo 11 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) contenido en el Acuerdo CREE-073, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha dos (02) de julio de dos mil veinte (2020), el cual deberá leerse de la siguiente manera:

Artículo 11. Organización del Mercado Eléctrico Nacional.

B. Mercado de Oportunidad. El mercado de oportunidad estará basado en el Despacho Económico de las unidades de generación. En este mercado se determinarán los precios de la energía eléctrica en el corto plazo para cada Período de Mercado y en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión. Los Precios Nodales reflejarán los costos asociados con las pérdidas de energía y las restricciones técnicas al despacho impuestas por los elementos del Sistema Principal de Transmisión.

El Despacho Económico se realizará con base en los costos variables de las unidades de generación presentados por las

Empresas Generadoras y verificados por el ODS según la metodología definida en la regulación aplicable a tal efecto. Los costos variables de las unidades de generación podrán ser auditados por la CREE e incluirán los costos de operación y mantenimiento que dependen del nivel de producción de las unidades de generación. En el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse, el costo variable incluirá también el valor del agua, el cual deberá ser determinado por el ODS según la metodología que establezca la normativa correspondiente.

El ODS será responsable ...

Modificar el artículo 6 modificado mediante Acuerdo CREE-01-2023 publicado en Diario Oficial “La Gaceta” en fecha dos (02) de marzo del dos mil veintitrés (2023) y **Modificar los artículos 10 y 116 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)** publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha tres (03) de julio del dos mil veinte (2020) y, los cuales deberán leerse de la siguiente manera:

Artículo 6. Otros Agentes. También se consideran agentes del Mercado Eléctrico Nacional, los siguientes:

A. Consumidores Calificados con equipos de generación.

Los Consumidores ...

B. Empresas Generadoras con equipos de cogeneración.

Los equipos de cogeneración son aquellas que producen de manera integrada, en un único proceso que mejora la eficiencia del uso de los recursos energéticos y dentro de un mismo predio, electricidad y otras formas de energía útil para los procesos industriales de una empresa conectada en redes de media o alta tensión.

Las Empresas Generadoras que posean equipos de cogeneración deberán cumplir con los requerimientos y disposiciones aplicables a los Agentes Productores, no obstante, estarán sujetas a la excepción siguiente: El Consumo Propio del Cogenerador de dichas empresas será la suma del consumo de electricidad requerido para la operación de sus equipos auxiliares, necesarios para la producción de energía eléctrica y los procesos industriales. Debido a la naturaleza de sus actividades, el Consumo Propio del Cogenerador referido en el presente artículo podrá ser suministrado por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, en calidad de Usuario, aplicando la tarifa que corresponde al nivel de tensión en el punto de conexión a la red eléctrica.

Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema.

H. Verificar los costos variables de las unidades generadoras de acuerdo con la metodología definida en la normativa correspondiente para tal efecto e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.

Artículo 116. Despacho de unidades de generación con contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley sin compromiso de despacho. Las unidades de generación que a la entrada en vigor de la Ley tuvieran suscritos contratos de suministro de energía eléctrica sin compromiso de despacho, serán consideradas por el ODS en el Despacho Económico con un costo variable igual al costo de combustible más el Costo Variable de Operación y Mantenimiento.

Modificar la sección número 3.2 Coordinados del SIN y el Anexo 3: Costos Variables de Generación, sección 4.1 Precios de Referencia y sección 8 Obligaciones de la

Generación y Declaración de Costos Variables los cuales forman parte de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha tres (03) de julio de dos mil veinte (2020), los cuales deberán leerse de la siguiente manera:

3.2 Coordinados del SIN

Cada Empresa Generadora tiene además las siguientes obligaciones:

- Declarar al ODS sus Costos Variables de Generación, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;

ANEXO 3: COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

4 PRECIOS DE COMBUSTIBLE

Sección 4.1 Precios de Referencia

El precio de combustible para el cálculo de los Costos Variables Térmicos estará dado por el precio internacional más el costo de internación y de transporte hasta la central.

El ODS debe establecer los precios de referencia de los combustibles con base en una fuente de referencia reconocida. Para aquellos combustibles en que exista un precio de referencia oficial en el país, el ODS podrá utilizar dichas referencias nacionales. Para los otros combustibles, el ODS definirá las referencias a utilizar, por ejemplo, la publicación Platts. El ODS propondrá las fuentes para precios de referencias de combustibles a la CREE para su aprobación. En tanto la CREE no emita su opinión, el ODS debe utilizar la referencia propuesta. La CREE puede rechazar una fuente de precio de referencia propuesta por el ODS, indicando al mismo tiempo la fuente de referencia que debe utilizar el ODS, con la correspondiente justificación. A partir de ser notificada esta decisión, el ODS debe utilizar la referencia indicada por la CREE.

El ODS actualizará los precios de combustibles cada semana con base en las variaciones en los precios de referencia. Para información de los Coordinados, el ODS incluirá en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo los precios de referencia utilizados en el estudio, y en la Programación Semanal, los precios de referencia vigentes.

El ODS debe utilizar para el cálculo de los Costos Variables Térmicos en la planificación y programación, los precios de referencia de los combustibles.

8 OBLIGACIONES DE LA GENERACIÓN Y DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES

Todos los titulares de centrales ...

La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo a lo siguiente:

- Generación térmica: La Empresa Generadora debe suministrar una declaración mensual de Costos Variables Térmicos y Costo de Arranque y Parada para el mes siguiente junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo. El Costo Variable Térmico por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el Costo Variable Térmico vigente o ajustarlo de acuerdo a precios de referencia.
 - o Generación con Contrato Pre-existente: Suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), Costo Variable de Operación

y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada. La Empresa Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir capacidad disponible que no resulte generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha capacidad disponible al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER la capacidad disponible cuando exista, debido a la información faltante.

- o Generación sin Contrato Preexistente: suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal/unidad de combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada.

El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para validar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.

En caso de que la Empresa Generadora no realice la declaración mensual durante dos (2) meses, el ODS deberá realizar una auditoría técnica para verificar los Costos Variables Térmicos, y el costo de dicha auditoría será a

cargo de la Empresa Generadora dado el incumplimiento en su obligación a la declaración mensual.

- Centrales generadoras hidroeléctricas:...
- Generación geotérmica, solar fotovoltaica y eólica
 - o Generación con Contrato Pre-existente: El costo variable se considera nulo para el Despacho Económico, de acuerdo a lo establecido en el marco legal. La Empresa Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir excedentes que no resultan previstos generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha energía al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER excedentes cuando existan debido a la información faltante.
 - o Generación sin Contrato Pre-existente: La Empresa Generadora debe suministrar, junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo, una declaración mensual del Costo Variable de Operación y Mantenimiento para el mes siguiente, incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la documentación que lo valida. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información

dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente.

Modificar los artículos 7, 10, 11, 13 y 22 de la Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF) aprobado mediante Acuerdo CREE-65-2023 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha veinticinco (25) de agosto de dos mil veintitrés (2023), los cuales deberán leerse de la siguiente manera:

Artículo 7. Clasificación de centrales generadoras. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue:

- a) Centrales térmicas, no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y centrales geotérmicas.
- b) Cogeneradores
- c) Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:
 - i. Centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación.
 - ii. Centrales con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual.
 - iii. Centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual.

Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema. Una vez determinado...

Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

- a. Tomará la...
- b. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:

- i. Para las centrales...
- ii. Para las centrales...
- iii. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, cogeneradores, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y centrales geotérmicas considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iv. Para las centrales eólicas...

Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva. En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.

El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:

$$D=(1-\Delta D)$$

Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) Los mantenimientos programados consistentes en mantenimientos mayores para el año de estudio y mantenimientos menores de los últimos dos años, incluyendo los de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o a la red de distribución según corresponda; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible

de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas; y (4) cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía, sea esta debida a retrasos, interrupciones o disminuciones. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, cogeneradores, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y para las centrales geotérmicas.

El Operador del Sistema calculará...

Artículo 13. Determinación de la potencia firme de centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración, geotérmicas y biomasa no estacional. Para las centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y para las centrales geotérmicas, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:...

Artículo 13 bis. Reconocimiento de Potencia Firme de Cogeneradores. El Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K_{co}$$

Donde:

- F*: es la potencia firme de la central, en kW o en MW.
D: es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio según la metodología indicada en el artículo 11 de la NT-PF. En el caso de los Cogeneradores Estacionales, se deberá acotar el período de análisis a el período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio.
K_{co}: es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{co} = \text{Max} (K - D_{max}, 0)$$

Donde:

- K_{co}*: es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.
K: es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.
D_{max}: es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema para el año en curso. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor histórico observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional, durante el período del último año calendario, pero acotando el período de análisis a las horas pertenecientes al período crítico.

Para Cogeneradores nuevos que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomando de una fuente internacional o de información histórica de centrales cogeneradoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en el artículo 11 de la NT-PF y en este artículo. En el caso de Cogeneradores nuevos, que no cuenten con mediciones históricas disponibles o que prevean modificar su proceso industrial, estos deberán presentar mediante declaración jurada, su estimación de demanda máxima asociada a los procesos industriales.

Para Cogeneradores existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 de la NT-PF y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible.

El Operador del Sistema deberá incorporar el resultado del cálculo de la potencia firme reconocida para las centrales de cogeneración, consideradas en el presente artículo, dentro del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras, tanto en su versión preliminar como en la versión final.

Artículo 22. Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras no asociadas a procesos de cogeneración. Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central térmica no asociada a procesos de cogeneración, que utiliza combustibles fósiles, una central no asociada a procesos de cogeneración que utiliza biomasa o una central no asociada a procesos de cogeneración que utiliza biomasa más combustibles fósiles y que opera todo el año, o una central geotérmica, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras, o (2) el producto del factor de disponibilidad de la central determinado para el mes m multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:...

Artículo 22 bis. Determinación de la Potencia Firme Disponible Mensual de Cogeneradores. Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central cogeneradora que adquiere el suministro de su Consumo Propio del Cogenerador por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, el Operador del

Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras, o (2) el producto del factor de disponibilidad de la central determinado para el mes m multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:

$$F_m = D_m \times K_{co}$$

Donde:

F_m : es la potencia firme mensual de la central, en kW o en MW.

D_m : es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m , calculado por el Operador del Sistema según la metodología indicada en el artículo 21 de la NT-PF.

K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o MW del mes.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{co} = \text{Max} (K - D_{max}, 0)$$

Donde:

K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW del mes.

K : es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

D_{max} : es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional del agente durante el mes.

Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central cogeneradora durante el mes m se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo

de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10 de la NT-PF, y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes m según el tipo de día.

En el caso de que una central cogeneradora haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

Para el caso de centrales cogeneradoras o modificaciones de capacidad de centrales de cogeneración que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11 de la NT- PF.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central, producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente.

CUARTO: Instruir a las Direcciones competentes de esta Comisión que procedan con las gestiones administrativas y regulatorias pertinentes, a fin de verificar y validar a las

empresas generadoras que, a la fecha de emisión del presente Acto Administrativo, cumplan con los requisitos para transitar hacia la figura de Cogenerador.

QUINTO: Aprobar la modificación al Formulario de inscripción como Empresa Generadora en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico aprobada mediante el Acuerdo CREE-093, al efecto de la presente norma técnica.

SEXTO: Instruir a la Secretaría General de la Comisión para que:

1. Comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública.
2. Proceda con la publicación del presente acuerdo en el Diario Oficial "La Gaceta" en conjunto con las unidades administrativas.
3. Proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente Acto Administrativo de conformidad con el artículo 3 Literal D, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

RAFAEL VIRGILIO PADILLA PAZ

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía

ACUERDO SEN-123-2024

EL SECRETARIO DE ESTADO EN

EL DESPACHO DE ENERGÍA

CONSIDERANDO: Que de conformidad al artículo 247 de la Constitución de la República de Honduras, los Secretarios de Estado son colaboradores del Presidente de la República en la orientación, coordinación, dirección y supervisión de los órganos y entidades de la administración pública nacional, en el área de su competencia.

CONSIDERANDO: Que son atribuciones y deberes comunes a los Secretarios de Estado conforme a lo dispuesto en el artículo 36 numeral 8) de la Ley General de la Administración Pública, “Emitir los acuerdos y resoluciones en los asuntos de su competencia y aquellos que le delegue el Presidente de la República y cuidar su ejecución. La firma de los Secretarios de Estado en estos casos será autorizada por los respectivos Secretarios”.

CONSIDERANDO: Que mediante Decreto Ejecutivo **PCM-02-2007** del 13 de enero del 2007, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de enero de 2007, se estableció el “Sistema de Precios de Paridad de Importación” como el mecanismo automático para determinar los Precios Máximos de Venta al Consumidor Final de los Combustibles Derivados del Petróleo.

CONSIDERANDO: Que mediante Decreto Ejecutivo Número **PCM-085-2016**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 26 de noviembre del 2016, se modificó parcialmente el Artículo 2, literal a) del Decreto Ejecutivo Número **PCM-02-2007**, del 13 de enero del 2007.

CONSIDERANDO: Que mediante **Acuerdo No. 530-2011**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 13 de junio de 2012, se reformo parcialmente el Decreto Ejecutivo Número **PCM-02-2007**, del 13 de enero del 2007.

CONSIDERANDO: Que mediante Decreto Ejecutivo No. **PCM-048-2017** del 7 de agosto de 2017, se crea la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía como Institución Rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional y las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético, el cual comprende entre otras facultades como: La institución encargada y con competencia en el ámbito de lo relacionado a la importación y refinación de Hidrocarburos, así como la importación, reexportación, exportación, distribución, almacenamiento y comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos, conforme a las normas técnicas aprobadas para tal efecto, pudiendo establecer los requisitos jurídicos y técnicos así como los procedimientos y sanciones necesarias para su correcta regulación en atención al interés público y seguridad nacional; ampliándose dichas facultades mediante Decreto Ejecutivo No. **PCM-007-2020**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 31 de diciembre de 2020.

CONSIDERANDO: Que mediante Decreto Ejecutivo **PCM-100-2021** publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 8 de octubre de 2021, se reforma el Artículo 10 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 del 13 de enero del 2007, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de enero de 2007, estableciendo lo siguiente “El gobierno de Honduras, por conducto de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, puede revisar y modificar cada una de las variables del “Sistema de Precios de Paridad de Importación” cuando lo considere oportuno o conveniente, asimismo, la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, tiene la potestad de revisar permanentemente el Sistema de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo y fijar los precios máximos de venta de dichos productos indispensables para la operación de las actividades económicas del país.

CONSIDERANDO: Que mediante **Acuerdo No. SEN 59-2023** publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 08 de agosto de 2023, se reformó parcialmente el Artículo 2, del Decreto Ejecutivo Número PCM-02-2007, del 13 de enero del 2007.

CONSIDERANDO: Que, de acuerdo con el bienestar de la colectividad nacional, el Estado por medio del Poder Ejecutivo ha normado los mecanismos necesarios para estabilizar precios del Gas Licuado del Petróleo y los Combustibles Líquidos; y, el diferencial resultante ser cancelado en concepto de subsidio.

POR TANTO: En aplicación de los artículos: 247, 248 de la Constitución de la República; 36 numerales 1, 5, 8, 116,

118, 122 de la Ley General de la Administración Pública; 3, 4, 5 de la Ley de Procedimiento Administrativo; Decreto Ejecutivo Número PCM-02-2007; Decreto Ejecutivo Número PCM-048-2017, publicado en fecha 7 de agosto del año 2017 en el Diario Oficial La Gaceta; Decreto Ejecutivo Número PCM-007-2020, publicado en fecha 7 de abril del año 2020 en el Diario Oficial La Gaceta; Decreto Ejecutivo PCM-062-2017; publicado en fecha 29 de septiembre del año 2017 en el Diario Oficial La Gaceta; Acuerdo SEN-59-2023 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 08 de agosto de 2023; y, demás aplicables.

ACUERDA:

PRIMERO: Reformar parcialmente el Artículo 2 del Decreto Ejecutivo **Número PCM-085-2016**, Gaceta No. 34,197 del 26 de noviembre de 2016 y que se relaciona con el Decreto Ejecutivo No. PCM-02-2007, Gaceta No. 31,2007 de fecha 20 de enero del 2007 y sus reformas, el cual se leerá de la siguiente forma:

ARTICULO 2... a) *Gasolina Regular sin plomo, cuyo precio FOB de referencia para la Costa Atlántica y Costa Pacífica en centavos de US\$ dólar por galón, será el promedio de veintidós (22) días de precios medios entre valores “high” y “low” publicados diariamente por Platts para los mercados de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América (USGC) Waterborne, de la Gasolina “Unleaded 93 non supplemental”, y Gasolina Regular “Unleaded 87 non supplemental”, basado en la siguiente fórmula:*

UNLEADED 87 + [1/6 (UNLEADED 87 - UNLEADED 93)]

El precio Ex-Ship es el precio FOB de referencia antes calculado. En caso de que Platts publique precios diferenciados por RVP para la gasolina "Premium unleaded 87 non supplemental", para calcular el precio de referencia se usarán los precios de la calidad con RVP más cercano a 10 psi.

La anterior reforma no implica la derogatoria de las reformas que haya sufrido Decreto Ejecutivo Número PCM-02-2007, del 13 de enero del 2007, en tanto no se le opongan.

Con la reforma anterior se eleva el valor mínimo permitido de octanaje RON (por sus siglas en inglés, Research Octane Number) de 88 a 91 para la gasolina regular a ser comercializada a nivel nacional.

SEGUNDO: Reformar el Artículo 1 del Acuerdo No. SEN 59-2023, Gaceta No. 36,302 del 08 de agosto de 2023 y que se relaciona con el Acuerdo 530-2011 contentivo de reforma al Decreto Ejecutivo No. PCM-02-2007, Gaceta No. 31,2007 de fecha 20 de enero del 2007 y sus reformas, **únicamente en** los incisos **b)** y **l)**, que se leerán de la siguiente forma:

ARTÍCULO 1... b) Flete marítimo: Para todos los combustibles derivados del petróleo que se encuentren incluidos dentro del Sistema de Precios Paridad de Importación, con exención del GLPV (Gas Licuado del Petróleo para uso Vehicular) y GLP (Gas Licuado del Petróleo) en todas sus presentaciones, su cálculo, en centavos de US\$ por galón, es de la siguiente forma:

- Para las Terminales del Océano Atlántico.

1) Valor del Lumpsum (From USGC To Caribbean) de la Plataforma Platts, promedio de 22 días hábiles y reportado en miles de Dólares americanos (US\$). Este promedio se divide entre 12,600,000 galones (capacidad promedio de un barco que transporta combustibles a estos puertos), para dar el Promedio Lumpsum.

2) Se reconoce un segundo puerto de desembarque (Atlántico de Guatemala), cuyo costo se calcula tomando el valor MR Demurrage de la Plataforma Platts, promedio de 22 días hábiles y reportado en US\$ por día, este promedio se divide entre 12,600,000 galones y por un día que incluye el viaje a ese segundo puerto.

Los valores anteriores calculados en 1) y 2), se suman para obtener el valor del Flete Marítimo en el Atlántico, en US\$ por galón de combustible.

- Para las Terminales del Océano Pacífico.

3) Valor del Lumpsum (From USGC To WCCenAmerica) de la Plataforma Platts, promedio de 22 días hábiles y reportado en miles de US\$. En este valor ya se incluye el Costo por el paso por el Canal de Panamá del barco. Este promedio se divide entre 12,600,000 galones, para dar el Promedio Lumpsum.

4) Se reconoce un segundo puerto de desembarque (Pacífico de El Salvador), cuyo costo se calcula tomando el valor MR

Demurrage de la Plataforma Platts, promedio de 22 días hábiles, y reportado en US\$ por día, este promedio se divide entre 12,600,000 galones, y por un día que incluye el viaje a ese segundo puerto.

Los valores anteriores calculados en 3) y 4), se suman para obtener el valor del Flete Marítimo en el Pacífico, en US\$ por galón de combustible.

l) Costos Financieros: Se considera costo financiero operativo y el costo financiero de mantener un inventario de seguridad de ocho días de consumo. Es de obligatorio cumplimiento mantener dichos inventarios, y se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CFO = \frac{T \times (CIF + PET) \times (SOFR + 4\%)}{360}$$

En donde:

CFO: Costos Financieros.

T: Es el factor tiempo en el costo financiero. Para los combustibles líquidos, $T = 5$ días si estos son descargados en las Terminales de Almacenamiento de Combustibles en el Atlántico de Honduras, y $T = 12$ si son descargados en las Terminales de Almacenamiento de Combustibles del Pacífico. Para el GLPV (Gas Licuado del Petróleo para uso Vehicular) y GLP (Gas Licuado del Petróleo) en todas sus presentaciones, se considera $T = 7$.

CIF: La suma de los Precios Base FOB del Producto, más el Flete Marítimo, más el Seguro Marítimo respectivo.

PET = Pérdidas en tránsito (pérdidas de combustible durante el viaje marítimo).

SOFR: Es la tasa de interés **Secured Overnight Financing Rate**, publicado por Banco de la Reserva Federal de Nueva York (Federal Reserve Bank of New York), y se utilizará el valor publicado por el Banco Central de Honduras a la fecha del último día del cálculo de los precios.

TERCERO: Reformar parcialmente el Artículo 5 del Acuerdo No. 530-2011, Gaceta No. 32,845 del 13 de junio de 2012, y que se relaciona con el Decreto Ejecutivo No. PCM-02-2007, Gaceta No. 31,2007 de fecha 20 de enero del 2007 y sus reformas, **únicamente en el inciso f)**, el cual se leerá de la siguiente forma:

ARTÍCULO 5... f) Sobrestadía: Para los combustibles líquidos se considera 36 horas (1.5 días) de sobreestadía. Se aplica según el valor MR Demurrage de la Plataforma Platts, promedio de 22 días hábiles, y reportado en US\$ por día, este promedio se divide entre 12,600,000 galones, y se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

Sobrestadía: $MR \text{ Demurrage} \times 1.5$

12,600,000

CUARTO: Reformar el Artículo 2 del Acuerdo No. SEN 59-2023, Gaceta No. 36,302 del 08 de agosto de 2023, y que se

relaciona con el Decreto Ejecutivo No. PCM-02-2007, Gaceta No. 31,2007 de fecha 20 de enero del 2007 y sus reformas, el cual se leerá de la siguiente forma:

ARTÍCULO 2.- *La Secretaría de Estado en el Despacho Energía, ente rector del sector de Hidrocarburos, mediante la Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles (DGHB), podrá aplicar en forma total, parcial o, disponer no aplicar estos valores de flete marítimo dentro del Sistema de Precios de Paridad de Importación.*

Para la actualización y modificación de estos valores, consideraciones del número y los puertos de carga, del número y puertos de descarga, tamaño de buques (en toneladas métricas y/o barriles), días de demora y cualquier otro valor aquí considerado, se utiliza las siguientes fuentes:

- *Servicio de la Plataforma de Platts.*
- *Información estadística que las empresas importadoras remiten a la DGHB, acatando el Acuerdo Ejecutivo 47-2009 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 17 de octubre de 2009 y sus reformas.*

QUINTO: La Secretaría de Estado en el Despacho Energía, ente rector del sector de Hidrocarburos, mediante la Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles (DGHB), podrá aplicar de conformidad a lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo

PCM-100-2021 en forma total, parcial o, disponer no aplicar esta reforma dentro del Sistema de Precios de Paridad de Importación.

SEXTO: El presente Acuerdo entrará en vigencia una vez sea publicado en el Diario Oficial La Gaceta.

Dado en la ciudad de Tegucigalpa, municipio del Distrito Central, a los doce (12) días del mes de noviembre del año dos mil veinticuatro (2024).

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE. -

ING. TOMÁS ANTONIO RODRÍGUEZ SÁNCHEZ

SUBSECRETARIO DE ENERGÍA

RENOVABLE Y ELECTRICIDAD

SECRETARÍA DE ESTADO EN EL

DESPACHO DE ENERGÍA

ACUERDO DE DELEGACIÓN No. SEN-115-2022

ERICKA LORENA MOLINA AGUILAR

SECRETARIA GENERAL

Avance

Próxima Edición

ACUERDA: PRIMERO: Aprobar en carácter experimental y en forma progresiva, dicha vigencia será a partir cuando el mismo sea publicado en el Diario Oficial "La Gaceta".

CENTROS DE DISTRIBUCIÓN:

TEGUCIGALPA	SAN PEDRO SULA
Col. Miraflores Sur, Centro Cívico Gubernamental, contiguo al Poder Judicial.	Salida a Puerto Cortés, Centro Comercial, "Los Castaños", Teléfono: 2552-2699.

La Gaceta está a la vanguardia de la tecnología, ahora ofreciendo a sus clientes el servicio en versión digital a nivel nacional e internacional en su página web www.lagaceta.hn
Para mayor información llamar al Tel.: 2230-1339 o al correo: gacetadigitalhn@gmail.com
Contamos con:

- Servicio de consulta en línea.

El Diario Oficial La Gaceta circula de lunes a sábado

Tels.: 2230-1120, 2230-4957, 2230-1339

Suscripciones:

Nombre: _____
Dirección: _____
Teléfono: _____
Empresa: _____
Dirección Oficina: _____
Teléfono Oficina: _____

**Remita sus datos a: Empresa Nacional de Artes Gráficas
precio unitario: Lps. 15.00**

Suscripción Físico y Digital Lps. 2,000.00 anual, seis meses Lps. 1,000.00

Empresa Nacional de Artes Gráficas
(E.N.A.G.)
Colonia Miraflores Sur, Centro Cívico Gubernamental