

SECRETARÍA DE ENERGÍA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Coordinación de Gas Natural.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33, fracción XXVI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo quinto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y que en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica;

Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas del Mercado, formando parte de dichas Disposiciones Operativas los Manuales de Prácticas del Mercado, los cuales tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico;

Que el Transitorio Tercero, tercer párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que, por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la referida Secretaría determine;

Que el 8 de septiembre de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Bases del Mercado Eléctrico, mismas que definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Coordinación de Gas Natural desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 10.6 de las Bases del Mercado Eléctrico y establece las reglas generales para la coordinación entre el Centro Nacional de Control de Energía, los Administradores de Gas Natural y los Generadores, en relación con la disponibilidad de Gas Natural, los procedimientos para llevar a cabo el intercambio de información entre ellos, así como el uso que se dará a esta información y su impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista, y

Que dicho Manual se considera un acto administrativo de carácter general que debe publicarse en el Diario Oficial de la Federación, a fin de que produzca efectos jurídicos, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente:

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Coordinación de Gas Natural.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, sin menoscabo de lo previsto en las Disposiciones Transitorias del Manual de Coordinación de Gas Natural.

Ciudad de México, a 19 de diciembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-** Rúbrica.

Manual de Coordinación de Gas Natural

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Propósito, contenido y ámbito de aplicación de este Manual
- 1.3 Términos definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

CAPÍTULO 2 Protocolo general de intercambio de información entre los Generadores, los Administradores de Gas Natural y el CENACE

- 2.1 Disposiciones Generales
- 2.2 Confidencialidad de la información
- 2.3 Información de los Generadores al CENACE
- 2.4 Información de los Administradores de Gas Natural al CENACE
- 2.5 Información del CENACE a los Administradores de Gas Natural
- 2.6 Evaluación de interrupciones que puedan causar un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia

CAPÍTULO 3 Acciones en el Mercado Eléctrico Mayorista por restricciones de Gas Natural

- 3.1 Responsabilidades Generales de los Generadores
- 3.2 Responsabilidades Generales del CENACE
- 3.3 Acciones en el Mercado de Energía a Corto Plazo durante Eventos Relevantes
- 3.4 Asignación del Gas Natural disponible durante un Estado Operativo de Emergencia o un Estado Operativo de Alerta
- 3.5 Estimación de Costos de Oportunidad
- 3.6 Ajuste de ofertas por restricciones de Gas Natural

CAPÍTULO 4 Excepciones

- 4.1 Compensación a los Generadores afectados por la falta de disponibilidad de Gas Natural

CAPÍTULO 5 Consideraciones contractuales adicionales del suministro de Gas Natural

- 5.1 Exenciones a la obligación de ofrecer la totalidad de la capacidad disponible
- 5.2 Regiones con disponibilidad de reprogramación de Gas Natural en el mismo día y de Servicio de Programación Flexible

CAPÍTULO 6 Disposiciones Transitorias**CAPÍTULO 1
Introducción****1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado**

- 1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2 Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar a detalle elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los principios de cálculo, reglas, instrucciones, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Propósito, contenido y ámbito de aplicación de este Manual

- 1.2.1 El presente Manual establece las reglas generales para la coordinación entre el CENACE, los Administradores de Gas Natural y los Generadores en relación con la disponibilidad de Gas Natural; los procedimientos para llevar a cabo el intercambio de información entre ellos; el uso que se dará a esta información y su impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista; así como el cálculo de los correspondientes costos de oportunidad, si fuese el caso, que deban utilizar los Generadores para hacer sus Ofertas de Venta en el Mercado de Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- 1.2.2 Este Manual desarrolla el contenido de la Base 10.6 de las Bases del Mercado Eléctrico, que se describe en forma resumida en el numeral anterior, y comprende los temas siguientes:
 - a) El protocolo general de intercambio de información entre el CENACE, los Administradores de Gas Natural y los Generadores sobre la disponibilidad de Gas Natural;

- b) Las acciones en el Mercado Eléctrico Mayorista por restricciones de Gas Natural;
- c) Excepciones; y
- d) Las consideraciones contractuales adicionales del suministro de Gas Natural.

1.2.3 En relación con los Usuarios de sistemas de transporte de Gas Natural, las disposiciones del presente Manual son única y exclusivamente aplicables a aquellos Usuarios que sean Generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista, de forma tal que resulta imprescindible que se mantengan en contacto estrecho con el CENACE, o bien que sean Comercializadores que suministran Gas Natural a un Generador, de manera que la comunicación con el CENACE siga siendo fundamental.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente Manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), del artículo 2 de su Reglamento, de las Bases del Mercado Eléctrico y del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, se entenderá por:

- 1.3.1 Administradores de Gas Natural:** El CENAGAS, los demás gestores de Sistemas de Transporte de Gas Natural y los Transportistas o Permisionarios de Sistemas de Transporte.
- 1.3.2 Alerta Crítica:** Situación de emergencia operativa declarada por algún Administrador de Gas Natural, que se suscita por motivos fuera del control del mismo y que pone en riesgo la integridad del Sistema de Transporte de Gas Natural correspondiente o la continuidad en la prestación de los servicios de transporte.
- 1.3.3 Boletín Electrónico:** Para cada uno de Administradores de Gas Natural, la plataforma informática accesible vía remota en la que los Permisionarios ponen a disposición del público en general, como mínimo, la información a que se refiere la Disposición 20.1 de la Sección C del Apartado Segundo de las DACG y en la que los Usuarios pueden realizar operaciones intrínsecas a la prestación de los servicios.
- 1.3.4 Caso Fortuito o Fuerza Mayor:** Cualquier acto o evento que imposibilite a la parte afectada cumplir cualquiera de sus obligaciones establecidas en el Contrato de Transporte o en las presentes condiciones siempre y cuando: (a) esté más allá del control de la parte afectada, (b) no sea resultado de la culpa o negligencia de la parte afectada, y (c) no pudo haber sido prevenido o evitado por la parte afectada mediante el ejercicio de la debida diligencia.
- 1.3.5 CENAGAS:** Centro Nacional de Control del Gas Natural.
- 1.3.6 Comercializador:** La persona que realiza la actividad de ofertar a consumidores: i) la compraventa de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos; ii) la gestión o contratación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución de dichos productos, y; iii) la prestación o intermediación de servicios de valor agregado en beneficio de los consumidores.
- 1.3.7 Confirmación:** Acto posterior al Pedido mediante el cual el Administrador de Gas Natural notifica al operador del Punto de Entrega y Punto de Recepción la cantidad de Gas Natural solicitada en el Pedido, con el objeto de determinar la disponibilidad y/o factibilidad de recibir, transportar, y entregar en un Día de Flujo dicha cantidad.
- 1.3.8 CRE:** Comisión Reguladora de Energía.
- 1.3.9 DACG:** Las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de Gas Natural, aprobadas por la CRE y publicadas en el Diario Oficial de la Federación con fecha 13 de enero de 2016.
- 1.3.10 Día de Flujo:** El periodo consecutivo de veinticuatro horas que inicia a las 9:00:00 horas y termina a las 8:59:59 horas del día siguiente, tiempo del centro de México, que se establece en los TCPS determinado por el Administrador de Gas Natural y autorizado por la CRE, durante el cual el Usuario inyecta y extrae de éste las cantidades de Gas Natural establecidas en la Confirmación aplicable a ese día.

- 1.3.11 Día de Operación:** El periodo consecutivo de veinticuatro horas en el cual se desarrollan el Mercado del Día en Adelanto y, una vez implementado, el Mercado de Una Hora en Adelanto.
- 1.3.12 Estado de Alerta:** Situación de emergencia operativa declarada por algún Administrador de Gas Natural, que se suscita por motivos fuera del control del mismo y que pone en riesgo la integridad del Sistema de Transporte de Gas Natural correspondiente o la continuidad en la prestación de los servicios de transporte de menor gravedad que una Alerta Crítica.
- 1.3.13 Estado Operativo de Alerta:** Estado declarado por el CENACE a través del SIM en donde todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, aunque, en caso de presentarse una contingencia o Evento Relevante, se puede llegar al Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.
- 1.3.14 Estado Operativo de Emergencia:** Estado declarado por el CENACE a través del SIM en donde: (i) en la operación del SEN no se tienen adecuados márgenes de reserva; (ii) se opera el SEN fuera de los límites de seguridad; (iii) las transferencias de potencia son mayores a las recomendables, y (iv) existe insuficiente reserva rodante, existen violaciones operativas y de diseño y se compromete la integridad del sistema eléctrico al punto en que el CENACE puede acreditar que ninguno de los mecanismos previstos en las Bases del Mercado que le permiten adquirir potencia es adecuado para responder de manera efectiva ante condiciones inminentes de racionamiento del suministro eléctrico que puedan afectar a un número importante de usuarios eléctricos por un periodo significativo de tiempo.
- 1.3.15 Evento Relevante:** Cortes o interrupciones en el servicio de transporte de Gas Natural, inyecciones o extracciones superiores o inferiores a lo confirmado que restrinjan la capacidad del transporte de Gas Natural, modificaciones y reparaciones imprevistas o programadas en los sistemas de transporte de Gas Natural, contingencias operativas fuera del control del Administrador de Gas Natural o Caso Fortuito o de Fuerza Mayor o Estado de Alerta o Alerta Crítica o Estado Operativo de Emergencia, que tengan por consecuencia una reducción inevitable en la capacidad del SISTRANGAS o de los Sistemas de Transporte de Gas Natural correspondientes, así como un desabasto de Gas Natural que afecte a una Central Eléctrica o grupo de Centrales Eléctricas.
- 1.3.16 GJ:** Un GigaJoule, o 10^9 Joules, cantidad de calor equivalente a 0.94781 MMBtu.
- 1.3.17 Gas Natural:** Hidrocarburo compuesto principalmente por metano, previamente procesado y sujeto a la Norma Oficial Mexicana, NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, o en su caso a las normas aplicables que la modifiquen o la sustituyan.
- 1.3.18 Generador:** Titular de uno o varios permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, titular de un contrato de Participante del Mercado que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero.
- 1.3.19 MDA:** Mercado en Día en Adelanto.
- 1.3.20 MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.21 MMBtu:** Un millón de unidades térmicas británicas, cantidad de calor equivalente a 1.05506×10^9 Joules.
- 1.3.22 MTR:** Mercado en Tiempo Real.
- 1.3.23 Límite de Despacho Económico Máximo:** La generación máxima que una Unidad de Central Eléctrica puede alcanzar en un estado operativo normal.
- 1.3.24 Oferta de Venta:** Es la oferta con la que las Unidades de Central Eléctrica de Energía Limitada y los Recursos de Demanda Controlable Garantizados con limitación energética participan en el MDA.
- 1.3.25 Pedido:** Solicitud anterior a la Confirmación que el Usuario envía al Administrador de Gas Natural, a través de la cual indica la cantidad de Gas Natural que requiere sea transportada en un Día de Flujo.

- 1.3.26 Protocolo de Comunicación:** Acuerdo de voluntades suscrito entre el CENACE y cada uno de los diferentes Administradores de Gas Natural en el que se establecen los términos y condiciones mediante los que las partes llevarán a cabo el intercambio de información en relación con el suministro de Gas Natural a las centrales eléctricas del SEN.
- 1.3.27 Punto de Entrega:** Lugar físico en donde el Administrador de Gas Natural entrega el Gas Natural al Usuario, o a quien éste designe para tales efectos.
- 1.3.28 Punto de Recepción:** Lugar físico en donde el Administrador de Gas Natural recibe el Gas Natural del Usuario, o de quien éste designe para tales efectos.
- 1.3.29 Recurso de Energía Limitada:** Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada que presentan limitaciones energéticas durante un periodo tiempo, las cuales afectan su producción eléctrica en el caso de las fuentes de generación o su consumo de energía en el caso de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.
- 1.3.30 SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.
- 1.3.31 Servicios de Programación Flexible:** Contratos para la compra-venta de Gas Natural que proporcionen flexibilidad al comprador respecto del tiempo de entrega.
- 1.3.32 SIM:** Sistema de Información del Mercado.
- 1.3.33 SISTRANGAS:** Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural gestionado por el CENAGAS.
- 1.3.34 Sistemas de Transporte de Gas Natural:** Los sistemas de Transporte por ducto de Gas Natural interconectados al SISTRANGAS, o integrados al mismo, así como cualquier otro Sistema dedicado al transporte por ducto de Gas Natural que se encuentre en territorio Nacional.
- 1.3.35 TCPS:** Los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios propuestos por el Administrador de Gas Natural y aprobados por la CRE, para regular el servicio de transporte de Gas Natural.
- 1.3.36 Usuario:** Persona que en los diferentes sistemas de transporte de Gas Natural, ante los Administradores de Gas Natural correspondientes, contrata o solicita contratar el servicio de transporte de Gas Natural, y es además la parte encargada de realizar los pedidos y recibir las confirmaciones de Gas Natural entre los diferentes Puntos de Recepción y Puntos de Entrega, así como del pago de los servicios de transporte de Gas Natural ante los Administradores de Gas Natural.
- 1.4 Reglas de interpretación**
- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la disposición 1.3 se podrán utilizar en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- Cuando un concepto esté definido en la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de Transporte por Ducto de Gas Natural, la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo y el Manual de Prácticas de Costos de Oportunidad o cualquier otra disposición, en caso de controversia, prevalecerá la definición de dichos ordenamientos.
- 1.4.2** Salvo indicación contraria, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como año calendario.
- 1.4.3** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.4.4** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a un capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o en general a cualquier disposición, se deberá entender realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.

CAPÍTULO 2
Protocolo general de intercambio de información entre los Generadores,
los Administradores de Gas Natural y el CENACE

2.1 Disposiciones Generales

- 2.1.1** Con el objeto de mantener la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico, el CENACE deberá intercambiar información operativa con los Administradores de Gas Natural en relación con el transporte de Gas Natural.
- 2.1.2** El CENACE se coordinará con los Administradores de Gas Natural para intercambiar la información que se requiera para llevar a cabo la planeación operativa del SEN y de los Sistemas de Transporte de Gas Natural.
- 2.1.3** Para asegurar la operación confiable del SEN, el CENACE considerará las restricciones en el transporte de Gas Natural, que deberán ser notificadas tanto por los Generadores como por los Administradores de Gas Natural a través del Boletín Electrónico, e incorporadas en los modelos del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 2.1.4** Para asegurar la operación confiable de los Sistemas de Transporte de Gas Natural, los Administradores de Gas Natural considerarán los cambios imprevistos en las órdenes del despacho a cualquier Generador, en la medida en que dichos cambios sean notificados por el Usuario relevante y de conformidad con los TCPS correspondientes, así como las salidas no programadas de operación de unidades generadoras de energía; eventos que serán notificados, por regla general, en un plazo máximo de 60 minutos a partir de que tenga conocimiento el CENACE. En caso de que la información proporcionada por parte de los Generadores, relativa a Nominación, Confirmación y programación de Pedidos de Gas Natural, difiera de la proporcionada por el Administrador de Gas Natural, el CENACE utilizará la información proporcionada por el Administrador de Gas Natural.

2.2 Confidencialidad de la información

- 2.2.1** El CENACE deberá firmar Protocolos de Comunicación con los Administradores de Gas Natural para que dichas entidades proporcionen información al CENACE sobre interrupciones en el servicio de transporte de Gas Natural que pudieran llegar a afectar el manejo operativo del SEN y que, de manera recíproca, el CENACE informe oportunamente a los Administradores de Gas Natural sobre las interrupciones en la transmisión o generación de electricidad que puedan modificar el consumo programado de Gas Natural, siempre vigilando los principios de confidencialidad de la información que se establezcan en dichos acuerdos. El CENACE mantendrá la confidencialidad de la información no pública que reciba de los Administradores de Gas Natural. Para garantizar lo anterior, el CENACE y los Administradores de Gas Natural suscribirán un acuerdo de confidencialidad y uso de la información reservada para el intercambio de información.
- 2.2.2** El intercambio de información entre los Administradores de Gas Natural y el CENACE en relación con el acuerdo de confidencialidad que celebren con ese propósito, se regirá por los términos y condiciones de dicho acuerdo.
- 2.2.3** El intercambio de información se llevará a cabo con transparencia, sin excepción ni distinción alguna entre los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista involucrados en dicho intercambio. Por ejemplo, si se requiere información de un nodo o sector de transporte particular, se proporcionará la información de todas las Unidades de Centrales Eléctricas establecidas en dicho nodo o sector.

2.3 Información de los Generadores al CENACE

- 2.3.1** Aquellos Generadores que representen en el Mercado de Energía de Corto Plazo a una o más Unidades de Central Eléctrica tendrán la obligación de hacer llegar al CENACE la información que se describe en los numerales de esta sección, ya sea que dichos Generadores actúen como Usuario en los diferentes sistemas de transporte de Gas Natural involucrados y cuenten de primera mano con la mencionada información o, en caso de que un Comercializador tenga contratada la capacidad de transporte y asuma por lo tanto el papel de Usuario, los Generadores estarán obligados a conseguir dicha información del Comercializador y hacérsela llegar al CENACE en tiempo y forma.
- 2.3.2** Los Generadores deberán informar al CENACE si las Centrales Eléctricas que representan pertenecen a un grupo de Unidades de Central Eléctrica, para efectos de establecer un límite de energía disponible en total para ese grupo, si fuese necesario durante un Evento Relevante, expresado en MWh.

- 2.3.3** Los Generadores enviarán diariamente al CENACE, antes de las 10:00 horas las cantidades de Gas Natural por Punto de Recepción, en GJ por día, que esperan consumir durante los siguientes siete días calendario. Estos consumos se determinarán a partir del momento en que el CENACE publique la Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido para los tres sistemas interconectados, en el SIM antes del cierre de recepción de Ofertas del MDA, descrito en el numeral 3.6.1 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 2.3.4** Siempre en apego a los TCPS correspondientes, cuando un Administrador de Gas Natural o un comercializador que actúe como Usuario (previa notificación por parte del Administrador de Gas Natural), según sea el caso, notifique a un Generador sobre una restricción en el suministro de Gas Natural, los Generadores deberán notificar al CENACE sobre la vigencia (múltiples días, un día u horas en un día) y características de las restricciones de Gas Natural en las Unidades de Centrales Eléctricas que representan, y deberá actualizar dichos datos de manera continua, cada vez que se modifique la restricción de Gas Natural, hasta que ésta termine.
- 2.3.5** La notificación mencionada en el numeral anterior se llevará a cabo a través del módulo del SIM designado para la administración de interrupciones o el Módulo del SIM para la coordinación de Gas Natural en un periodo máximo de 60 minutos después de haber recibido la notificación, que podría ser realizada a través de un correo electrónico, una llamada telefónica y/o un aviso a través del boletín electrónico, por parte del Administrador de Gas Natural.
- 2.3.6** En caso de que un Generador no realice la notificación al CENACE respecto a alguna Unidad de Central Eléctrica que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, referida en el numeral anterior, dicha unidad no será considerada como Recurso de Energía Limitada en el Mercado de Energía de Corto Plazo. Por lo tanto, en caso de que la Unidad de Central Eléctrica tenga una instrucción de despacho y no pueda cumplir con su compromiso de entrega de energía, el Generador será sujeto de las penalizaciones aplicables detalladas en la Ley de la Industria Eléctrica. Lo anterior sin perjuicio de que la indisponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica sea considerada para efectos del Mercado para el Balance de Potencia. El Generador estará obligado a proporcionar cualquier información que la Unidad de Vigilancia del Mercado y el CENACE le soliciten a fin de poder sustentar la restricción, así como la documentación que avale la notificación que realizó el Administrador de Gas Natural, o el Usuario, según sea el caso.
- 2.4 Información de los Administradores de Gas Natural al CENACE**
- 2.4.1** Cuando un Administrador de Gas Natural identifique que existen o existirán restricciones para suministro de Gas Natural en una cierta zona del Sistema de Transporte de Gas Natural, lo comunicará al CENACE a través de correo electrónico o el medio que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente, a más tardar 60 minutos después de haber identificado dichas restricciones.
- 2.4.2** Los Administradores de Gas Natural podrán proporcionar al CENACE, de conformidad con los términos y condiciones que se establezcan en el Protocolo de Comunicación mencionado en el numeral 2.4.1, a través de correo electrónico o el medio que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente, la siguiente información:
- a) Para el horizonte de planeación anual la mejor información estimada con la que cuenten, para el siguiente año:
 - i. Restricciones mensuales en el transporte de Gas Natural, indicando las cantidades disponibles de Gas Natural por Central Eléctrica o grupos de Centrales Eléctricas, la causa de la restricción y la duración de la restricción;
 - ii. Actualización de la información de restricciones en el transporte de Gas Natural descrita en el inciso anterior; y,
 - iii. Planes de mantenimiento de la infraestructura de transporte de Gas Natural que afecten la disponibilidad de capacidad de transporte, indicando las cantidades disponibles por Central Eléctrica o grupos de Centrales Eléctricas afectados por la restricción, la causa de la restricción y la duración de la restricción.
 - iv. Para cada año calendario, dicha información deberá ser proporcionada durante el mes de diciembre del año calendario anterior.
 - v. Cuando los Administradores de Gas no definan cantidades disponibles o restricciones de ningún tipo, entonces los algoritmos de CENACE utilizados para la planeación de la operación a mediano plazo, supondrán que existe plena disponibilidad de gas natural.

- b) Para el horizonte de planeación mensual:
 - i. Actualización a las restricciones en la disponibilidad de la capacidad de transporte de Gas Natural para el mes siguiente, indicando las cantidades disponibles por Punto de Entrega, o por grupos de Puntos de Entrega, afectado por la restricción, la causa de la restricción y la duración de la restricción.
 - ii. Planeación indicativa de solicitudes de Pedidos mensuales para el mes siguiente.
 - iii. Esta información debe ser enviada 5 días antes del inicio de cada mes.
- c) Para el horizonte de planeación de los siguientes 7 días:
 - i. Nominación diaria de entregas de Gas Natural en los Puntos de Recepción; y la relación de Puntos de Recepción y Puntos de Entrega entre los que deberá generarse el Balance Agregado Diario.
 - ii. Informe de planes de mantenimiento o restricciones en la disponibilidad de Gas Natural, indicando la disminución correspondiente de la capacidad así como la causa de la restricción o el tipo de mantenimiento y su duración.
 - iii. Planeación indicativa de Pedidos, programación y Confirmación de pedidos del mercado secundario (cantidades, destinatario y Punto de Entrega), cuando dicho mercado exista.
 - iv. La información de los incisos (i)-(iii) deberá ser entregada todos los días a más tardar a las 9:30 horas del segundo día anterior al Día de Operación para que sea considerado en el modelo AU-CHT.
- d) Para el Mercado del Día en Adelanto:
 - i. Programa de entrega de Gas Natural para el Día de Operación (confirmación de cantidad de Gas Natural para Centrales Eléctricas).
 - ii. Informe de planes de mantenimiento o restricciones en la disponibilidad de Gas Natural, indicando las cantidades disponibles para Centrales Eléctricas o grupos de Centrales Eléctricas afectadas y la causa del mantenimiento o la restricción.
- e) Para ser considerada en el modelo para el Mercado del Día en Adelanto, la información de los incisos (c) y (d) deberá ser entregada todos los días a más tardar 30 minutos antes del cierre de recepción de ofertas para el MDA.
- f) En caso de que los Administradores de Gas Natural no cuenten con alguna de la información mencionada en los incisos (a) a (e) anteriores, lo harán del conocimiento del CENACE y entregarán el mejor estimado que tengan de dicha información.

2.4.3 Los Protocolos de Comunicación que suscriba el CENACE con los Administradores de Gas Natural, podrán establecer:

- a) Lineamientos para notificar al CENACE sobre un Evento Relevante, cada vez que éste se presente y a más tardar treinta minutos después de dicha ocurrencia, para una Unidad de Central Eléctrica o Punto de Entrega, incluyendo:
 - i. Identificación de la Unidad de Central Eléctrica que se verá afectada;
 - ii. Cantidad máxima confirmada, en GJ, de Gas Natural por hora y por día;
 - iii. Día y hora de inicio y fin de la restricción, incluyendo el tiempo estimado de recuperación del volumen de Gas Natural; e
 - iv. Identificación de causas que dan origen a la disminución en la capacidad de transporte.
- b) Lineamientos para notificar al CENACE, una vez normalizada la situación de suministro de Gas Natural, la terminación del Evento Relevante.
- c) Los tiempos y personal responsable para llevar a cabo las notificaciones.
- d) Consideraciones adicionales.

2.5 Información del CENACE a los Administradores de Gas Natural

- 2.5.1** La demanda de Gas Natural del sector eléctrico tiene gran relevancia en los escenarios de planeación que se desarrollan para la elaboración de los planes de expansión y optimización de la infraestructura de transporte y almacenamiento de Gas Natural. Por ello, el CENACE proporcionará a los Administradores de Gas Natural la información que se señala a continuación a través de correo electrónico o el medio que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente:

- a) Para el horizonte de planeación anual:
 - i. Consumos históricos diarios de Gas Natural para el año inmediato anterior, desagregados por Central Eléctrica y expresados en GJ para todas las centrales eléctricas;
 - ii. Consumo estimado mensual de Gas Natural para todas las Centrales Eléctricas en GJ;
 - iii. Reporte anual de inicio de operación de nuevas Unidades de Central Eléctrica incluyendo fecha estimada de inicio de operaciones, ubicación, tipo de generación, capacidad, consumo estimado de combustibles y fuentes de suministro (gasoducto o red de gasoductos a los que está interconectada);
 - iv. Plan de salida para los cinco años siguientes de Centrales Eléctricas y elementos de la Red Nacional de Transmisión que afecten el consumo de Gas Natural.
 - v. Para cada año calendario, la información de los incisos (i) a (iv) precedentes deberá ser proporcionada a más tardar durante el mes de diciembre del año calendario anterior.
- b) Para el horizonte de planeación mensual:
 - i. Cantidades estimadas de Pedidos de Gas Natural por Punto de Entrega;
 - ii. Actualización del reporte anual de inicio de operación de nuevas Unidades de Central Eléctrica por motivo de aplazamiento en las fechas de inicio de operaciones;
 - iii. Actualización del programa trimestral integrado de salidas, por solicitudes de modificación de salidas o por salidas adicionales, en relación a las Centrales Eléctricas que consumen Gas Natural; y,
 - iv. Actualización de la capacidad disponible de las Centrales Eléctricas que consumen Gas Natural.
 - v. La información de los incisos (i) a (iv) precedentes deberá ser enviada siete días antes del inicio de cada mes calendario.
- c) Para el horizonte de planeación de 1 a 7 días:
 - i. Valores estimados de consumo de Gas Natural por Central Eléctrica;
 - ii. Estimación de las variaciones que se esperan de la programación; y,
 - iii. Restricciones que pudieran contribuir a un Evento Relevante, Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el SEN; en cuanto se tenga conocimiento de las mismas.
 - iv. La información de los incisos (i) a (iii) deberá ser entregada a más tardar media hora antes del cierre de recepción de ofertas para el Día de Operación.
- d) Para el Mercado del Día en Adelanto:
 - i. Volúmenes programados para consumo de Gas Natural, y
 - ii. Restricciones que pudieran contribuir a un Evento Relevante, Estado Operativo de Alerta o a un Estado Operativo de Emergencia en el SEN; en cuanto se tenga conocimiento de las mismas.
- e) En caso de que el CENACE no cuente con alguna de la información mencionada en los incisos (a) a (d) anteriores, lo hará del conocimiento de los Administradores de Gas Natural y entregará el mejor estimado que tenga de dicha información.

2.5.2 La información de los dos incisos anteriores (c)–(d) deberá ser entregada a más tardar media hora antes del cierre de recepción de ofertas del Mercado del Día en Adelanto.

2.6 Evaluación de interrupciones que puedan causar un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia.

2.6.1 Cuando se presenten Eventos Relevantes, el CENACE, a través de los Protocolos de Comunicación correspondientes, evaluará si las interrupciones notificadas por los Administradores de Gas Natural resultan en un Estado Operativo de Alerta o en un Estado Operativo de Emergencia, en términos de las Bases 6.3.2 (b) y 6.3.2 (c) y lo que al respecto se establezca en el Manual de Confiabilidad.

- a) La asignación de la capacidad de transporte durante el Estado Operativo de Alerta o en durante un Estado Operativo de Emergencia, se llevará a cabo conforme a la regulación de gas natural vigente y a los TCPS aprobados por la CRE. Dicha asignación solamente podrá ser realizada por los Administradores de Gas Natural y respetará las relaciones contractuales y aplicará en términos no indebidamente discriminatorios.
- b) Si existiese una nueva asignación como resultado del Estado Operativo de Alerta o del Estado Operativo de Emergencia, entre las 7:00 y las 9:00 horas del día previo al Día de Operación, el CENACE realizará el análisis para establecer los costos de oportunidad para Unidades de Central Eléctrica con limitaciones de Gas Natural, en los términos de la sección 3.5 de este manual.

CAPÍTULO 3

Acciones en el Mercado Eléctrico Mayorista por restricciones de Gas Natural

3.1 Responsabilidades Generales de los Generadores

- 3.1.1** Los Generadores afectados por la falta de disponibilidad de Gas Natural realizarán las siguientes acciones, en un periodo máximo de 60 minutos a partir de que tengan conocimiento de dicha situación:
 - a) Notificar al CENACE las instrucciones de disminución de consumo de Gas Natural que hayan recibido de los Administradores de Gas Natural o de los Usuarios y, dependiendo del tipo de restricción, deberán notificar la disminución en su capacidad de generación para cumplir con la instrucción de disminución de consumo de Gas Natural.
 - b) Ajustar sus ofertas de venta en el Mercado de Energía de Corto Plazo conforme a lo descrito en el numeral 3.6 del presente Manual.
- 3.1.2** Los Generadores deberán notificar al CENACE a través del SIM, sobre la vigencia y las características de cualquier cambio en sus restricciones de Gas Natural con respecto a las operaciones en tiempo real en un lapso menor a 60 minutos después de haber recibido la información. Asimismo, deberán ajustar sus ofertas de inmediato para reflejar cualquier instrucción actualizada que modifique la vigencia de sus restricciones de Gas Natural.
- 3.1.3** Los Generadores estarán obligados a proporcionar cualquier información que la Unidad de Vigilancia del Mercado y el CENACE le soliciten a fin de poder sustentar la restricción, así como pruebas de los parámetros detallados que definen la restricción.

3.2 Responsabilidades Generales del CENACE

- 3.2.1** Con base en la información recibida de los Generadores y de los Administradores de Gas Natural, el CENACE llevará a cabo acciones para:
 - a) Evaluar los impactos de los Eventos Relevantes sobre la Confiabilidad de las operaciones del SEN, conforme los criterios que al respecto establece el Código de Red, y en particular, identificar y reportar a los Administradores de Gas Natural las reducciones que causarían impactos inaceptables a esa Confiabilidad.
 - b) Participar y coordinar la presentación de informes públicos y notificaciones de cualquier evento que pueda afectar la operación del Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real, así como la Confiabilidad del SEN.
 - c) Realizar cotidianamente las acciones establecidas en los Manuales de Prácticas de Mercado que traten temas relacionados con a la programación de salidas de Unidades de Central Eléctrica y con la confiabilidad del SEN, como por ejemplo el Manual de Mercado de Energía Corto Plazo, y el Manual de Costos de Oportunidad, el Manual de Confiabilidad, y el Manual de Programación de Salidas, según la periodicidad establecida en dichos Manuales de Prácticas de Mercado.
 - d) Todos los días a las 12:30 horas del día anterior al Día de Operación, el CENACE proporcionará información a los Administradores de Gas Natural en relación con los pronósticos de requerimientos de Gas Natural, a través de los medios acordados en los Protocolos de Comunicación. Dicha información deberá incluir:
 - i. Unidades de Central Eléctrica que utilizan Gas Natural y estén programadas para entrar y salir en operación;
 - ii. Programa del Día en Adelanto en MWh por hora, así como los consumos esperados en GJ por hora;

- iii. Identificación de las Unidades de Central Eléctrica requeridas por confiabilidad, y
 - iv. Flexibilidad potencial de desviar el Gas Natural de ciertas Unidades de Central Eléctrica a otras, en caso de que la restricción de Gas Natural pudiera contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el SEN, siempre sujeto a la factibilidad técnica dentro del sistema de transporte correspondiente y a los TCPS aplicables.
- e) Documentar indisponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica que sean consideradas Recursos de Energía Limitada para que su falta de disponibilidad se refleje en los cálculos anuales del Mercado para el Balance de Potencia.

3.2.2 El CENACE tomará en cuenta la información relacionada con restricciones de Gas Natural proporcionada por los Generadores y Administradores de Gas Natural para calcular los costos de oportunidad conforme a lo establecido en el numeral 3.5 del presente Manual.

3.3 Acciones en el Mercado de Energía a Corto Plazo durante Eventos Relevantes

3.3.1 El CENACE no emitirá órdenes en relación con la administración de Gas Natural durante Eventos Relevantes.

3.3.2 Del mismo modo, el CENACE no modificará el orden de despacho de las Centrales Eléctricas a fin de administrar el Gas Natural existente.

3.3.3 Cuando un Evento Relevante desemboque en una situación de Estado Operativo de Emergencia o Estado Operativo de Alerta, el CENACE se coordinará con los Administradores de Gas Natural de conformidad a lo establecido en la sección 3.4 del presente Manual.

3.3.4 Cuando el Generador que representa al Recurso de Energía Limitada haya recibido instrucciones del Administrador de Gas Natural o del Usuario respecto a un cambio en su Pedido, procederá en no más de 60 minutos después de la recepción de la instrucción a notificar al CENACE, a través del Módulo del SIM para la coordinación de Gas Natural, los datos que describan las Restricciones de Gas Natural. En caso de no cumplir con el plazo establecido, la Central Eléctrica en cuestión no será considerada un Recurso de Energía Limitada en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

3.3.5 Toda entrega de datos de un Recurso de Energía Limitada al CENACE debe incluir, por lo menos, los siguientes elementos:

- a) Identificador (ID) de la Unidad de Central Eléctrica o grupos de Central Eléctrica a la que se aplica la restricción;
- b) Clasificación de la restricción, según se describen dichas clasificaciones en el numeral 3.3.6 siguiente;
- c) Fecha y hora de registro de la restricción;
- d) La cantidad máxima de Gas Natural bajo la restricción, expresada en GJ por día;
- e) El periodo de tiempo durante el cual se aplica la restricción (incluyendo la fecha y hora del comienzo de la restricción y la fecha y hora del fin de la restricción, según sea aplicable al mercado de que se trate para el que se haya presentado la documentación); y,
- f) La razón de la restricción de Gas Natural.

3.3.6 Después de recibir la notificación de Recurso de Energía Limitada establecida en el numeral 3.3.4, el CENACE deberá asignar a cada restricción al menos una de las siguientes clasificaciones, dependiendo de los Días de Operación en que se encuentren vigentes:

- a) Por horas en un Día: esta restricción aplica a Recursos de Energía Limitada para los que la falta de disponibilidad es un límite o una serie de límites, en el volumen de Gas Natural que se puede consumir por un número de horas durante el Día de Operación. El Generador deberá reducir el límite máximo de despacho de las Centrales Eléctricas correspondientes al nivel que equivale a la cantidad de gas disponible en el Mercado de Tiempo Real y en el Mercado de Día en Adelanto.

- b) Por un Día: esta restricción aplica a Recursos de Energía Limitada que tienen límites en el volumen de Gas Natural que pueden consumir durante el Día de Operación, donde la indisponibilidad de Gas Natural se pueda manejar eficientemente a través del modelo AU-MDA usando un horizonte de tiempo de un día y en el modelo AU-CHT usando un horizonte de tiempo de 7 días, y donde esa falta de disponibilidad no se puede representar eficientemente como múltiples restricciones horarias usando la clasificación de restricción Por horas en un Día, que se define en el inciso (a) anterior. Para este caso, el Generador deberá incluir en sus ofertas de venta un límite en la energía total diaria de las Centrales Eléctricas correspondientes al nivel que equivale a la cantidad de gas disponible en el Mercado de Día en Adelanto.
- c) Multi-Día: esta restricción aplica a los Recursos de Energía Limitada para los cuales las indisponibilidades de Gas Natural son un límite en el volumen que se puede consumir a lo largo de un número de días, donde la restricción será utilizada por el modelo AU-CHT, usando un horizonte de 7 días y donde la restricción no se puede representar eficientemente como una serie de restricciones diarias usando Restricciones Por un Día, definida en el inciso (b) anterior.

3.3.7 Si un Recurso de Energía Limitada está sujeto a múltiples indisponibilidades se le podrá asignar más de un tipo de restricción y hasta los tres tipos de restricciones descritas en numeral anterior.

3.3.8 El CENACE revalorará y actualizará el tipo de restricciones de Gas Natural asignado, si es necesario, de conformidad con el numeral 3.3.6 anterior, cada vez que sea informado sobre la vigencia de una indisponibilidad de Gas Natural. La información que será utilizada para asignar el tipo de restricción de Gas Natural podrá provenir de los Administradores de Gas Natural o de los Generadores. En caso de que existiesen incongruencias entre ambos conjuntos de información, el CENACE utilizará aquella información que haya sido proporcionada por los Administradores de Gas Natural.

3.3.9 En caso de que ocurra un Evento Relevante, el CENACE hará lo siguiente:

- a) Aceptar la presentación de datos por parte de los Recursos de Energía Limitada sobre las indisponibilidades esperadas para considerarlas en el modelo AU-CHT;
- b) Realizar una corrida del modelo AU-CHT, tomando en cuenta los límites recibidos;
- c) Calcular los costos de oportunidad de acuerdo con los límites recibidos y enviará dichos costos de oportunidad a los Generadores conforme a lo establecido en los incisos 3.5.2 y 3.5.3;
- d) Aceptar la presentación de datos de restricción de Gas Natural con respecto a los Recursos de Energía Limitada por un Día y Por horas en un Día para su uso en el AU-MDA;
- e) Correr el modelo AU-MDA, tomando en cuenta estas restricciones de Gas Natural y todas las otras limitaciones pertinentes;
- f) Aceptar la presentación de datos de restricción de Gas Natural con respecto a Recurso de Energía Limitada Por horas en un Día para su uso en el modelo AU-TR; y,
- g) Correr el modelo AU-TR, conforme a lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- h) Hacer llegar las instrucciones de despacho a los diferentes Generadores.

3.4 Asignación del Gas Natural disponible durante un Estado Operativo de Emergencia o un Estado Operativo de Alerta

3.4.1 Los Administradores de Gas Natural harán llegar al CENACE la información descrita en el numeral 2.5.2 de este Manual.

3.4.2 Los Administradores de Gas Natural informarán al CENACE sobre las restricciones de disponibilidad de Gas Natural por zona de transporte. Esta información deberá ser entregada al CENACE en un plazo no mayor a 60 minutos a partir de que sea conocida por los Administradores de Gas Natural, a través de correo electrónico o del medio que haya sido que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente.

- 3.4.3** En el caso que, según lo establecido en el Protocolo de Información, el CENACE llegase a la conclusión de que el conjunto de restricciones de disponibilidad de Gas Natural y demás factores concurrentes impliquen un Estado Operativo de Emergencia o un Estado Operativo de Alerta, el CENACE deberá notificar a los Generadores al respecto, a través de correo electrónico o del medio que haya sido que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente, y no más allá de 60 minutos después de que dicho Estado Operativo de Emergencia haya sido declarado.
- 3.4.4** Durante dicho evento, el CENACE solicitará a los Administradores de Gas Natural una reasignación de gas para subsanar el Estado Operativo de Emergencia o el Estado Operativo de Alerta.
- 3.4.5** Los Administradores de Gas Natural determinarán la asignación de la capacidad de transporte final durante el Estado Operativo de Emergencia o Estado Operativo de Alerta, apegándose a lo establecido en la regulación de gas natural y disposiciones administrativas aplicables.
- 3.4.6** La asignación final será comunicada por los Administradores de Gas Natural a los Generadores, que a su vez le comunicará la nueva disponibilidad al CENACE en un plazo no mayor a 30 min después de haber recibido la información.
- 3.4.7** Ya sea que determinen por sí mismos los Costos de Oportunidad asociados al Estado Operativo de Emergencia o al Estado Operativo de Alerta, o dichos Costos de Oportunidad les sean proporcionados directamente por el CENACE, los Generadores ajustarán sus Ofertas de conformidad a lo establecido en el numeral 3.6 del presente Manual.

3.5 Estimación de Costos de Oportunidad

3.5.1 Derivado de las restricciones de Gas Natural, el CENACE estimará los costos de oportunidad que deberán ser utilizados en las ofertas de los Generadores en el Mercado de Energía de Corto Plazo. Para tal efecto se aplicarán las siguientes consideraciones, resumidas en la Tabla 1 y esquematizadas en el Diagrama 2:

- Para los casos en que aplique la restricción por horas en un Día, no se determinará un Costo de Oportunidad.
- Para los casos en que aplique la restricción Por un Día, se determinará un Costo de Oportunidad por separado para cada una de las Unidades de Centrales Eléctricas que sean sujetas a la restricción de Gas Natural. En este caso, el costo de oportunidad se aplicará únicamente a las ofertas correspondientes al Mercado de Tiempo Real.
- Para el caso de restricciones Multi-Día, el Recurso de Energía Limitada deberá aplicar el Costo de Oportunidad para las ofertas correspondientes al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real.

Tipo de Restricción	Notificación Restricción		Costo de Oportunidad	
	<i>Modelo AU-CHT</i>	<i>Modelo AU-MDA</i>	<i>MTR</i>	<i>MDA</i>
Multi-Día	Antes	Antes	✓	✓
	Después	Antes	✓	✓
	Después	Después	✓	×
Por un Día	NA	Antes	✓	×
	NA	Después	✓	×
Por horas en un Día	NA	NA	×	×

Tabla 1: Uso de costo de oportunidad

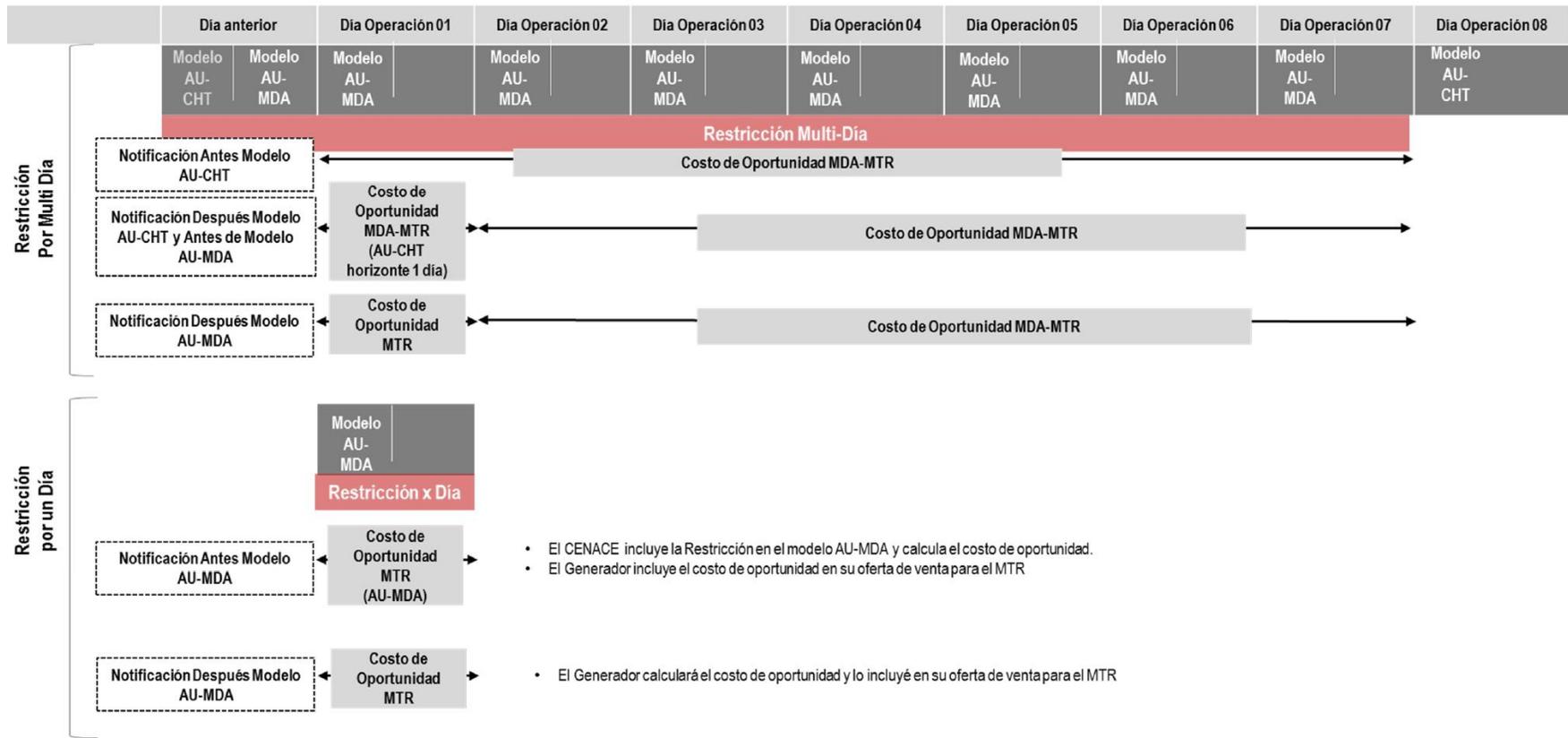


Diagrama 2: Cálculo de Costos de Oportunidad con diferentes modelos de Asignación de Unidades, dependiendo del momento en el que ocurre el Evento Relevante

3.5.2 Los costos de oportunidad asociados a las restricciones Multi-Día, se determinarán con base en los resultados del modelo AU-CHT de conformidad con lo establecido en el Manual de Costos de Oportunidad. Para tales efectos, el Precio Sombra que corresponda a la restricción que limita la disponibilidad de Gas Natural para el Recurso de Energía Limitada Multi-Día, expresado en \$/GJ, se sumará al costo del Gas Natural del Generador en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real también expresados en \$/GJ, según corresponda.

- a) En caso de que la restricción sea conocida después de que el CENACE corra el modelo AU-CHT y antes del cierre de recepción de ofertas para el MDA, el Generador deberá realizar la notificación correspondiente al CENACE en términos de lo establecido en los numerales 3.3.4 y 3.3.5. Posteriormente, el CENACE correrá el modelo AU-CHT de horizonte de un día y proporcionará el Costo de Oportunidad, expresado en \$/GJ, que el Generador deberá considerar en sus ofertas para el MDA y el MTR.
- b) En caso de que el CENACE no proporcione el Precio Sombra mencionado en el inciso anterior, el Generador procederá a calcular el Costo de Oportunidad para cada Unidad de Central Eléctrica que deberá ser incluido en sus ofertas para el MDA y el MTR conforme a la siguiente metodología:
 - i. Con base en el régimen térmico de la Central Eléctrica y la restricción de Gas Natural, el Generador calculará cuántas horas puede operar a su capacidad máxima la Central Eléctrica.
 - ii. Usando los Precios Marginales Locales reportados para el nodo donde se encuentra la Central Eléctrica y para el día en el que se realice el cálculo, el Generador construirá una curva de distribución de precios para el Día de Operación correspondiente.
 - iii. Usando la curva de precios elaborada en el inciso (ii), el Generador encontrará el precio correspondiente al número total de horas que la planta puede operar dada la restricción de gas.
 - iv. El precio encontrado en el inciso anterior será el precio que el Generador utilizará, que incluye el Costo de Oportunidad, en su Oferta de Venta en el Mercado de Tiempo Real
- c) En caso de que la restricción sea conocida después del cierre de recepción de ofertas para el MDA, el Generador procederá a calcular el Costo de Oportunidad para cada Unidad de Central Eléctrica, que deberá ser incluido en sus ofertas para el Mercado de Tiempo Real conforme a la metodología establecida en el numeral anterior.

3.5.3 El Costo de Oportunidad para el Recurso de Energía Limitada con restricción por un Día se determinará de la siguiente manera:

- a) El Costo de Oportunidad se deriva de los resultados del Mercado del Día en Adelanto para el que se aplican las restricciones de Gas Natural, y se utilizará para las ofertas al Mercado de Tiempo Real para dicho día.
- b) Si la restricción es conocida a tiempo para incluirla en el Mercado del Día en Adelanto, el Costo de Oportunidad para el Mercado de Tiempo Real será la suma algebraica del Precio Sombra producido por el modelo AU-MDA para cada restricción diaria de Gas Natural, reflejada como un límite en la energía total diaria, y del costo del Gas Natural del Generador en el Mercado de Tiempo Real. Este Costo de Oportunidad podrá variar entre diferentes Centrales Eléctricas o grupos de Centrales Eléctricas.
- c) Si la restricción es conocida después del cierre del Mercado del Día en Adelanto, el Generador afectado deberá calcular el Costo de Oportunidad a usarse en el Mercado de Tiempo Real utilizando la metodología descrita en el inciso 3.5.2 (c).

3.6 Ajuste de ofertas por restricciones de Gas Natural

3.6.1 El Generador que representa en el Mercado de Energía de Corto Plazo a Recursos de Energía Limitada Multi-Día deberá utilizar el Costo de Oportunidad, calculado por el CENACE, en sus Ofertas de Venta para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real de la siguiente manera:

- a) Los datos proporcionados al CENACE sobre la restricción de Gas Natural descritos en el numerales 3.3 a 3.5 serán utilizados en el Mercado del Día en Adelanto correspondiente al primer día del modelo AU-CHT.
- b) El Generador deberá incluir el Costo de Oportunidad, reportado por el CENACE, en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada.
- c) El proceso se repetirá durante los días en que exista una restricción de Gas Natural.
- d) El Generador afectado no podrá modificar la información sobre la restricción de Gas Natural proporcionada al CENACE para el Día de Operación correspondiente.

Ejemplo de Restricción Multi-Día

Ejemplo A. Notificación antes de correr el modelo AU-CHT

Un Generador es notificado a las 2:00 horas que una Unidad de Central Eléctrica tiene una restricción de Gas Natural de 200,000 GJ para los siguientes cinco días, por lo cual, dicha Unidad de Central Eléctrica se considera un Recurso de Energía Limitada con restricción Multi-Día. Es decir, durante esos días, puede consumir en total 200,000 GJ.

- a) El Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la información sobre la máxima disponibilidad de Gas Natural a más tardar a las 2:30 horas.
- b) El CENACE incluye dicha restricción en el modelo AU-CHT.
- c) El CENACE reporta al Generador que, el Recurso de Energía Limitada tiene un costo de oportunidad de \$50/GJ correspondiente a la restricción de Gas Natural de 200,000 GJ en los siguientes cinco días. El Generador deberá de incluir en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada el costo de oportunidad expresado en \$/GJ tanto para el Mercado en Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real.
- d) En caso de salir asignado en el despacho económico, el CENACE envía las instrucciones correspondientes al Recurso de Energía Limitada en el Mercado del Día en Adelanto. Para este ejemplo, se supone que el uso es de 50,000 GJ en el primer día.
- e) Al día siguiente, el Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la restricción actualizada de Gas Natural correspondiente a 150,000 GJ (200,000-50,000 GJ) para los siguientes cuatro días.
- f) El modelo AU-CHT incluye la restricción de Gas Natural de 150,000 GJ.
- g) El CENACE reporta al Generador que el Recurso de Energía Limitada tiene un costo de oportunidad de \$600/GJ correspondiente a la restricción de Gas Natural de 150,000 GJ. El Generador deberá de incluir en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada el costo de oportunidad expresado en \$/GJ tanto para el Mercado en Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real.
- h) En caso de salir asignado en el despacho económico, el CENACE envía las instrucciones correspondientes al Recurso de Energía Limitada en el Mercado del Día en Adelanto.

El proceso se repite durante los siguientes días hasta que se termine la restricción de Gas Natural.

Ejemplo B. Notificación después de correr el modelo AU-CHT y antes de correr el modelo AU-MDA

Considerando las mismas cifras y restricciones detalladas en el Ejemplo A con la excepción de que la notificación al Generador ocurre a las 9:00 horas (después de que el CENACE corre el modelo AU-CHT), para llevar a cabo el ajuste de ofertas, el Generador procederá de la siguiente manera:

- a) El Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la información sobre la máxima disponibilidad de Gas Natural a más tardar a las 9:30 horas.

- b) El CENACE incluye dicha restricción en el modelo AU-CHT de horizonte de un día.
- c) El CENACE reporta al Generador que el Recurso de Energía Limitada tiene un costo de oportunidad de \$50/GJ correspondiente a la restricción de Gas Natural de durante ese día. El Generador deberá incluir en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada el costo de oportunidad expresado en \$/GJ tanto para el Mercado en Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real.
- d) Una vez que el Generador recibe el costo de oportunidad, se sigue el mismo proceso detallado en el Ejemplo A incisos (d)-(h)

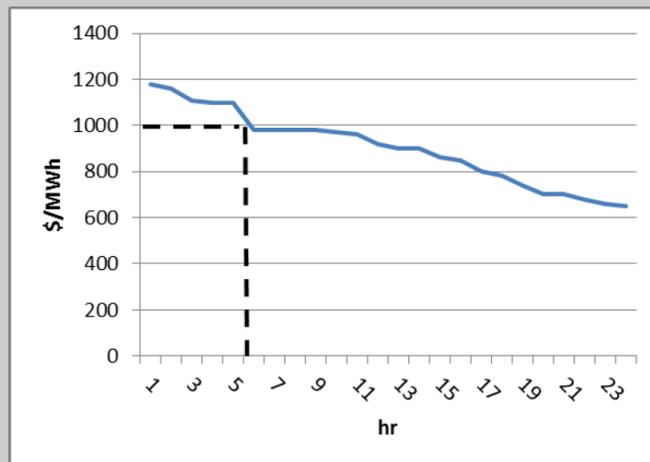
Ejemplo C. Notificación después de correr el modelo AU-CHT y el modelo AU-MDA

Considerando las mismas cifras y restricciones detalladas en el Ejemplo A con la excepción de que la notificación al Generador ocurre a las 13:00 horas (después del cierre de recepción de ofertas del MDA) y suponiendo que la Central Eléctrica tiene una capacidad máxima de 1,000 MW y un régimen térmico de 10,000 GJ/kWh, el Generador calculará el costo de oportunidad de la siguiente manera:

- i. Basado en los precios marginales locales del AU-MDA y la restricción de Gas Natural, el Generador procede a calcular los precios para sus Ofertas de Venta para el Mercado Tiempo Real.
- ii. Usando el régimen térmico de la Central a máxima capacidad, el Generador calcula el número de horas que puede operar dada la restricción de Gas Natural:

$$Horas_{max} = \frac{GasDisponible}{RegimenTermico * CAP_{max}} = \frac{50,000 GJ}{1,000MW * 10 GJ/MWh} = 5hrs$$

- iii. Usando los precios marginales locales provenientes del AU-MDA, el Generador construye una distribución de precios ordenada de mayor a menor, para el nodo en donde se encuentra interconectada la Central.
- iv. Se encuentra el precio en la distribución equivalente al número de horas que puede operar la Central dada la restricción de combustible:



El Generador oferta 1,000 MW de capacidad durante cinco horas a un precio de \$1000/MWh en el Mercado de Tiempo Real.

- v. Al día siguiente, el Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la restricción actualizada de Gas Natural correspondiente a 150,000 GJ (200,000-50,000 GJ) para los siguientes cuatro días.
- vi. El modelo AU-CHT incluye la restricción de Gas Natural de 150,000 GJ.
- vii. Una vez incluida la nueva restricción en el modelo AU-CHT, se sigue el mismo proceso detallado en el Ejemplo A, incisos (c)-(h)

- 3.6.2** En el caso de un Recurso de Energía Limitada por un Día, el Generador deberá incluir en sus ofertas de venta un límite total de energía diaria de la Unidad de Central Eléctrica equivalente a la cantidad de Gas Natural disponible, para restringir la cantidad diaria de Gas Natural utilizada en el Mercado del Día en Adelanto. El Generador deberá posteriormente incorporar el Costo de Oportunidad en su oferta de venta en el Mercado de Tiempo Real. Esta regla es aplicable incluso cuando una restricción en el consumo de Gas Natural de cada día siga vigente por más de un día. En este caso, se deberá aplicar el Costo de Oportunidad correspondiente a cada uno de los días. El intercambio de información se llevará a cabo de la siguiente manera:
- El Generador que represente en el Mercado de Energía de Corto Plazo un Recurso de Energía Limitada sujeto a una restricción por un Día, deberá presentar al CENACE los datos más actualizados sobre la restricción de Gas Natural, de conformidad a lo establecido en los numerales 3.3 a 3.5, para que el CENACE incorpore la información en el Modelo AU-MDA.
 - La oferta de venta en el Mercado del Día en Adelanto se realiza con una restricción de energía diaria;
 - El CENACE calculará un Costo de Oportunidad para el Mercado de Tiempo Real, con base en los resultados del Mercado del Día en Adelanto, conforme a lo establecido en el Manual de Costos de Oportunidad y en la sección 3.4.3 de este Manual;
 - El Generador deberá incluir el Costo de Oportunidad y el límite de energía en su oferta de venta en el Mercado de Tiempo Real.

Ejemplo de restricción Por un Día

Ejemplo A. Notificación antes de correr el modelo AU-MDA

Un Generador es notificado por el Administrador de Gas Natural a las 2:00 horas que la Unidad de Central Eléctrica que representa tiene una restricción de Gas Natural para el siguiente día y sólo contará con 10,000 GJ disponibles, por lo cual dicha Unidad de Central Eléctrica se considera un Recurso de Energía Limitada sujeto a una Restricción Por un Día.

Conforme a su curva de régimen térmico, dicha Unidad de Central Eléctrica tiene un consumo de 7,500 J/kWh cuando ésta opera a su capacidad máxima.

Tomando en cuenta la restricción de Gas Natural, el Generador calcula el límite de energía total diaria de la siguiente manera:

$$E_T = \frac{\text{GasDisponible}}{\text{RegimenTermico}} = \frac{10,000,000,000 \text{ J}}{7,500 \text{ J/kWh}} = 1,333 \text{ MWh}$$

- El Generador con restricción Por un Día incluye en su Oferta de Venta un límite de energía total diaria de 1,333 MWh. Esta oferta se deberá recibir antes del cierre de recepción de ofertas del MDA.
- Asimismo, el Generador notifica al CENACE a más tardar a las 2:30 horas, sobre la restricción diaria de Gas Natural (10,000 GJ).
- El CENACE incluye dicha restricción de Gas Natural en el modelo AU-CHT y procede a calcular el costo de oportunidad correspondiente.

El Generador deberá incluir el costo de oportunidad en su Oferta de Venta para el Mercado de Tiempo Real.

Ejemplo B. Notificación después de correr el modelo AU-MDA

Considerando las mismas cifras que en el ejemplo anterior con la excepción de que la notificación es enviada al Generador a las 13:00 horas (después del cierre de recepción de ofertas para el MDA), para llevar a cabo el ajuste de ofertas el Generador procederá de la siguiente manera:

- El Generador calcula el nuevo precio de Oferta de Venta y el número de horas disponibles que reflejan la restricción de Gas Natural con base en la metodología descrita en el numeral 3.5.2b).
- Una vez que se tiene este valor, el cual incluye el Costo de Oportunidad, el Generador procede a hacer su Oferta de Venta para el Mercado de Tiempo Real.

- 3.6.3** En el caso de los Recursos de Energía Limitada sujetos a una restricción Por horas en un Día, el Generador deberá reportar la restricción de Gas Natural mediante reducciones directas al Límite de Despacho Económico Máximo de la Unidad de Central Eléctrica, equivalentes a la cantidad disponible de Gas Natural, utilizado en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real. Esta regla aplica aun cuando la restricción en el consumo de Gas Natural en cada hora esté en vigor durante más de una hora, en este caso, no se aplicará un Costo de Oportunidad y el intercambio de información se llevará a cabo de la siguiente manera:
- a) El Generador representante del Recurso de Energía Limitada sujeto a una restricción Por horas en un Día deberá entregar al CENACE datos actualizados sobre la restricción de Gas Natural a más tardar al cierre de recepción de ofertas en el Mercado de Tiempo Real conforme a lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para la(s) hora(s) en las que aplica la restricción de que se trate, además:
 - i. Si un Recurso de Energía Limitada sujeto a una restricción Por horas en un Día se clasifica como tal antes del cierre de la recepción de ofertas en el Mercado del Día en Adelanto, el Generador afectado deberá entregar datos sobre la restricción de Gas Natural para dicho Mercado del Día en Adelanto para la hora en cuestión.
 - ii. El Generador representante del Recurso de Energía Limitada sujeto a una restricción por horas en un Día deberá realizar el ajuste a su oferta de venta como una reducción a la cantidad ofertada (MW) como resultado de la reducción en el suministro de Gas Natural.

Ejemplo de restricción de Gas Natural:

Recurso de Energía Limitada Por horas en un Día

Energías del Oeste es un Generador que representa una Unidad de Central Eléctrica con un Límite de Despacho Económico Máximo de despacho de 100 MW.

En condiciones de diseño de verano, el consumo de Gas Natural de esta Unidad de Central Eléctrica se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$Consumo_{GN} = 7.5 \frac{GJ}{MWh} * CAP + 250 \frac{GJ}{h}$$

Donde *CAP* representa la capacidad neta de la Central. De esta forma, en condiciones de diseño de verano, la Central consume 1,000 GJ/h ($100 * 7.5 + 250$) de Gas Natural cuando opera en su límite máximo de despacho. Energías del Oeste es notificado por el Administrador de Gas Natural antes del cierre de recepción de ofertas en el Mercado de Día en Adelanto que, su suministro de Gas Natural se reducirá en 200 GJ/h durante un periodo de una hora, de las 14:00 a las 15:00, por lo cual, dicha Unidad de Central Eléctrica se considera un Recurso de Energía Limitada Por horas en un Día.

Inmediatamente después de recibir la información, Energías del Oeste informa al CENACE sobre la restricción de Gas.

El Generador procede a ajustar su Oferta de Venta, reduciendo el límite máximo de despacho a 73.3 MW $[(1,000 - 200) / 7.5]$ durante la hora en cuestión para reflejar la restricción de gas.

El Generador manda al CENACE las Ofertas de Venta ajustadas para su consideración en el Mercado de Tiempo Real.

- 3.6.4** Los siguientes datos de un Recurso de Energía Limitada también se deben presentar al CENACE, si no se han proporcionado como parte de la Oferta de Venta del Recurso de Energía Limitada.
- a) Los datos equivalentes de los numerales 3.3 a 3.5 con respecto a cualquier alternativa o combustible (s) de respaldo que la Unidad de Central Eléctrica (s) puede utilizar, en caso de que ese combustible también tuviera un límite en la cantidad.
- 3.6.5** Los ajustes en las ofertas derivados de una restricción de Gas Natural deberán representar genuinamente las consecuencias directas de acatar una instrucción válidamente emitida por un Administrador de Gas Natural. Estos ajustes no se podrán presentar por los Generadores por razones distintas a las anteriores.

CAPÍTULO 4**Excepciones****4.1 Compensación a los Generadores afectados por la falta de disponibilidad de Gas Natural**

4.1.1 Se considera que un Generador ha sido afectado por la falta de disponibilidad de Gas Natural cuando el CENACE haya instruido que el Recurso de Energía Limitada modifique su programa de asignación y despacho en el Mercado del Día en Adelanto, debido a restricciones no previsibles en el suministro de Gas Natural a las Unidades de Central Eléctrica que representa.

4.1.2 Cuando la falta de disponibilidad de Gas Natural sea resultado de un Evento Relevante y motive el incumplimiento del programa de asignación y despacho en el Mercado del Día en Adelanto, El CENACE eximirá de las penalizaciones aplicables a los Generadores afectados y pagará a éstos la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real o la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, según corresponda, de conformidad con lo que se establece en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, siempre y cuando se cumplan todas y cada una de las siguientes condiciones:

- a) Que la reducción en la disponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica haya sido consecuencia directa de acatar una instrucción válidamente emitida por el Administrador de Gas Natural.
- b) Que la instrucción haya sido emitida y notificada después de la hora límite para la recepción de ofertas para el Mercado del Día en Adelanto, y esté directamente relacionada con un Estado de Alerta o una Alerta Crítica declarada en el Sistema de Transporte de Gas Natural del Administrador de Gas Natural correspondiente.
- c) Que el Generador haya ajustado su oferta de conformidad con el numeral 3.6.
- d) Que la Central Eléctrica cuente con un Contrato en Firme para cumplir con su programa del Mercado de Día en Adelanto.
- e) Que la Central Eléctrica haya iniciado su operación o construcción antes de la fecha en que hayan entrado en vigor las Bases del Mercado Eléctrico.
- f) Que la falta de disponibilidad de Gas Natural ocurra antes del 1o. de Enero del 2018 o la fecha que establezca la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

4.1.3 Las condiciones establecidas en el numeral anterior, serán verificadas entre el Generador afectado por la falta de disponibilidad de Gas Natural y el CENACE de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) Durante los cinco días hábiles posteriores al Evento Relevante que causó el incumplimiento, el Generador afectado deberá remitir al CENACE, a través del módulo del SIM destinado para ello, correo electrónico o el medio que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente, la documentación con la que acredite el cumplimiento de las condiciones referidas.
- b) El CENACE revisará la documentación remitida por el Generador afectado y en un plazo no mayor a cinco días hábiles después de haber recibido dichos documentos, le notificará por escrito, a través del módulo del SIM destinado para ello, correo electrónico o el medio que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente, si se verifica el cumplimiento de todas las condiciones para eximirlo de las penalizaciones y poderle pagar la Garantía de Suficiencia de Ingresos que corresponda.
- c) En caso de que el CENACE determine que no se verifican todas las condiciones de referencia, deberá incluir en su respuesta las razones y la fundamentación correspondiente. A partir de la respuesta del CENACE, el Generador afectado tendrá cinco días hábiles para enviar al CENACE la documentación faltante con la que verifique el cumplimiento de dichas condiciones.
- d) El CENACE enviará su respuesta final al Generador afectado a través del SIM, correo electrónico o el medio que sea acordado en el Protocolo de Comunicación correspondiente, en no más de cinco días hábiles después de haber recibido la documentación adicional.

4.1.4 En caso de que existan diferencias entre el Generador afectado y el CENACE que pudieran generar una controversia para la verificación de las condiciones que se establecen en la Base 10.6.3, éstas se resolverán de acuerdo a los procedimientos descritos en el Manual de Solución de Controversias. No obstante lo anterior, en caso de que existiesen inconsistencias entre la información proporcionada por el Generador y el Administrador de Gas Natural con respecto al Evento Relevante que generó la falta de disponibilidad de Gas Natural, el CENACE considerará única y exclusivamente la información suministrada por el Administrador de Gas Natural.

- 4.1.5** Con excepción de lo previsto en el numeral 4.1.2, la falta de disponibilidad de gas natural no eximirá al Generador de los cobros, pagos o penalizaciones que correspondan por su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista. Las ventas de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto siempre serán financieramente vinculantes. Al respecto, se observará lo siguiente:
- Es responsabilidad de cada Generador ofrecer al Mercado del Día en Adelanto las capacidades disponibles de sus Unidades de Central Eléctrica, tomando en cuenta la disponibilidad de gas natural.
 - La falta de disponibilidad de gas no será causa para cancelar compromisos adquiridos en el Mercado del Día en Adelanto.
 - Se aplicarán a los representantes de las Unidades de Central Eléctrica los cobros, pagos y penalizaciones correspondientes por las desviaciones o incumplimientos a las instrucciones de despacho aun cuando sean resultado de la falta de disponibilidad en el suministro de Gas Natural, sin perjuicio de que éstos puedan repercutirlos a otras personas.
 - Cuando la falta de disponibilidad de Gas Natural resulte en cobros, pagos o penalizaciones a los Generadores, el CENACE les dará apoyo a los Generadores para que conozcan el costo que les haya generado la falta de disponibilidad y ello les permita repercutirlo a terceros cuando tengan derecho para hacerlo.

CAPÍTULO 5

Consideraciones contractuales adicionales del suministro de Gas Natural

5.1 Exenciones a la obligación de ofrecer la totalidad de la capacidad disponible

- 5.1.1** Los Generadores podrán celebrar los contratos que requieran para asegurar el suministro y transporte de Gas Natural a sus Unidades de Centrales Eléctricas, en los que determinarán las modalidades de servicios para su entrega y transporte. Dentro de estas modalidades se podrán encontrar el servicio de reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día y el Servicio de Programación Flexible.
- 5.1.2** Los Generadores estarán exentos de ofrecer el rango completo de despacho en el Mercado de Tiempo Real de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen Gas Natural, en caso de no contar con disponibilidad de reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día ni Servicio de Programación Flexible. Si la Unidad de Vigilancia del Mercado lo solicita, los Generadores que se encuentren en este supuesto, le deberá mostrar copia de sus contratos de transporte y suministro de Gas Natural aplicables, en el plazo que les señale para ello la Unidad de Vigilancia del Mercado, de conformidad con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

Ejemplo de exención a la obligación de ofrecer la totalidad de la capacidad disponible:

Generador sin reprogramación de suministro de Gas Natural ni Servicio de Programación Flexible

Energías del Oeste es un Generador que opera una Central de Ciclo Combinado con un límite mínimo de despacho de 30 MW y un límite máximo de 100 MW. Previo al cierre de recepción de ofertas para el Mercado de Tiempo Real, el Generador ajusta su oferta reflejando un límite máximo de despacho de 80 MW a causa de una falla en una de sus Unidades.

Al no contar con reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día, ni Servicio de Programación Flexible, el Generador está exento del requisito de ofrecer en tiempo real el rango completo de despacho de la Unidad de Central Eléctrica (30-100 MW).

No obstante, en caso de que la Unidad de Vigilancia lo solicite, Energías del Oeste estará obligado a proporcionar la información necesaria para comprobar que se encuentra bajo el supuesto antes mencionado respecto a sus contratos de transporte y suministro de Gas Natural.

- 5.1.3** Los Generadores estarán obligados a ofrecer, en el Mercado de Tiempo Real, la totalidad del rango de despacho disponible de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen Gas Natural, cuando tengan disponible el Servicio de Programación Flexible. Lo anterior, a fin de evitar comportamientos que pudieran afectar el funcionamiento eficiente y confiable del Mercado Eléctrico Mayorista.

**Ejemplo de obligación a ofrecer en tiempo real totalidad del
rango disponible de despacho:**

Generador con Servicio de Programación Flexible

Energías del Este es un Generador que opera una Central Eléctrica de ciclo combinado que tiene un límite mínimo de despacho de 50 MW y un límite máximo de 100 MW. La Central cuenta con el Servicio de Programación Flexible. Durante el día, uno de los enfriadores de la Central queda fuera de servicio y ésta sufre un derrateo del 20%.

La Central ejerce su opción de Programación Flexible y cambia su Pedido de Gas Natural durante el día para reflejar el derrateo que sufrió a causa de la falla técnica. Dado que la Central cuenta con Servicio de Programación Flexible, está obligada a ofertar en tiempo real la totalidad de su rango disponible de despacho. De esta manera, en el Mercado Tiempo Real, la Central oferta un despacho mínimo de 50 MW y un máximo de 80 MW.

5.2 Regiones con disponibilidad de reprogramación de Gas Natural en el mismo día y de Servicio de Programación Flexible

5.2.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado acreditará las regiones que cuentan con disponibilidad de reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día y de Servicio de Programación Flexible. Tomando en cuenta lo siguiente:

- a) La información pública respecto a la capacidad disponible en los Sistemas de Transporte de Gas Natural;
- b) Información que los Generadores le podrán proporcionar en relación con los compromisos adquiridos para asegurar el suministro y transporte de Gas Natural a sus Unidades de Centrales Eléctricas; e,
- c) En caso que se trate de información adicional a la referida en los sub-incisos (a) y (b) anteriores, información que los Administradores de Gas Natural le proporcionen para definir las regiones referidas.

5.2.2 Los Generadores estarán obligados a ofrecer el rango completo de despacho en el Mercado de Tiempo Real de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen Gas Natural, cuando la Unidad de Vigilancia haya verificado que está disponible la reprogramación del suministro de Gas Natural en el mismo día y el Servicio de Programación Flexible.

CAPÍTULO 6

Disposiciones Transitorias

Primero. Hasta que se encuentre disponible el módulo del SIM designado para la administración de interrupciones del SIM o el módulo del SIM para la Coordinación de Gas Natural, los Generadores que representan Recursos de Energía Limitada en el Mercado Eléctrico Mayorista llevarán a cabo la(s) notificación(es) que correspondan al CENACE sobre cualquier restricción al consumo de Gas Natural en las Unidades de Centrales Eléctricas que representan y sus actualizaciones, a través de correo electrónico utilizando el formato establecido para ello por las partes. La(s) restricción(es) de Gas Natural y las actualizaciones que correspondan se notificarán al CENACE, en los tiempos establecidos en los numerales 3.3, 3.4 y 3.5 de este Manual.

Segundo. Durante un plazo máximo de 90 días a partir de la publicación del presente Manual en el DOF, el CENACE y los Administradores de Gas Natural deberán firmar los Protocolos de Comunicación correspondientes.

Tercero. Durante un plazo máximo de 180 días a partir de la publicación del presente Manual en el DOF, periodo al final del cual, el CENACE deberá de estar en condiciones de calcular los Costos de Oportunidad según se describe en el numeral 3.6 de este Manual y habrá implementado el Sistema de Información de Mercado, los Administradores de Gas Natural y los Generadores harán llegar al CENACE la información que se menciona en las diferentes secciones de este Manual a través de correo electrónico entre las partes.

Cuarto. En cumplimiento a lo establecido en el artículo Quinto del "Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo", y a efectos de dar cumplimiento al mismo se señala lo siguiente:

- (a) Se realizarán las acciones necesarias para eliminar el trámite "Aviso mediante el cual el solicitante de la interconexión para de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW, comunica al centro Nacional de Control de Energía a través del Suministrador de su conformidad con el Oficio resolutivo" con Homoclave SENER-03-008, emitido por la SENER.
- (b) Se realizarán las acciones necesarias para eliminar el trámite "Aviso del distribuidor al Centro Nacional de Control de Energía y a la Comisión Reguladora de Energía, sobre las Solicitudes de interconexión recibidas", con Homoclave SENER-03-010, emitido por la SENER.