

---

**SECRETARIA DE ENERGIA**

---

**ACUERDO por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.**

---

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 cuarto, 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 Transitorio Tercero de la Ley de la Industria Eléctrica establece en su tercer párrafo, que por única ocasión la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista, 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 los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo desarrollará con mayor detalle el contenido de las Bases 9 y 10 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los siguientes aspectos:

- (a) Mercado de Energía de Corto Plazo;
- (b) Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo;
- (c) Actividades previas al Mercado del Día en Adelanto;
- (d) Proceso del Mercado del Día en Adelanto;
- (e) Proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad;
- (f) Proceso del Mercado de Tiempo Real;
- (g) Monitoreo de Ofertas, y
- (h) Uso del Sistema de Información del Mercado para el Mercado de Energía de Corto Plazo.

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 Mercado de Energía de Corto Plazo.

**TRANSITORIO**

**ÚNICO.** El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación. Ciudad de México, a 9 de junio de 2016.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.**- Rúbrica.

## Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo

### CONTENIDO

#### CAPÍTULO 1

Introducción

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

#### CAPÍTULO 2

Mercado de Energía de Corto Plazo

- 2.1 Disposiciones Generales
- 2.2 Responsabilidades
- 2.3 Productos y servicios de los Mercados de Energía de Corto Plazo
- 2.4 Procesos de Mercado
- 2.5 Reglas para la validación de Ofertas
- 2.6 Evaluación de Ofertas
- 2.7 Ofertas de importación y exportación
- 2.8 Ofertas de Venta
- 2.9 Ofertas de Compra
- 2.10 Ofertas por omisión
- 2.11 Consideración de transacciones del Generador de Intermediación

#### CAPÍTULO 3

Actividades Previas al Mercado del Día en Adelanto

- 3.1 Requerimientos de Servicios Conexos
- 3.2 Identificación de restricciones de transmisión
- 3.3 Determinación de Recursos para Soporte del Sistema
- 3.4 Pronósticos
- 3.5 Preparación del Modelo Comercial de Mercado
- 3.6 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido
- 3.7 Modelo AU-CHT

#### CAPÍTULO 4

Mercado del Día en Adelanto

- 4.1 Secuencia de Eventos en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.2 Recepción de Ofertas
- 4.3 Asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto

- 4.4 Modelo AU-MDA
- 4.5 Publicación de precios y resultados

#### **CAPÍTULO 5**

Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

- 5.1 Características Generales
- 5.2 Proceso de Asignación
- 5.3 Modelo AU-GC

#### **CAPÍTULO 6**

Mercado de Tiempo Real

- 6.1 Secuencia de Eventos en el Mercado de Tiempo Real
- 6.2 Recepción de ofertas
- 6.3 Muestreo de los Resultados del Estimador de Estado
- 6.4 Pronósticos de Demanda y de generación intermitente
- 6.5 Identificación de Restricciones de Seguridad en el Despacho
- 6.6 Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real
- 6.7 Modelo AU-TR
- 6.8 Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos
- 6.9 Modelo DERS-MI
- 6.10 Control Automático de Generación
- 6.11 Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por intervalo
- 6.12 Modelo DERS-I
- 6.13 Instrucciones de despacho manuales
- 6.14 Registro de Información
- 6.15 Publicación de precios
- 6.16 Incumplimiento a las Instrucciones de Despacho o Instrucciones de Operación

#### **CAPÍTULO 7**

Disposiciones Generales

- 7.1 Sistema de Información del Mercado
- 7.2 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 con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.2 **Propósito y contenido de este Manual**

- 1.2.1** El presente Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo es el Manual de Prácticas del Mercado que tiene por objeto establecer los principios de operación y funcionamiento del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real.
- 1.2.2** El contenido de este Manual desarrolla a detalle las Bases 9 y 10 de las Bases del Mercado Eléctrico y abarca los temas siguientes:
- (a) Mercado de Energía de Corto Plazo;
  - (b) Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo;
  - (c) Actividades previas al Mercado del Día en Adelanto;
  - (d) Proceso del Mercado del Día en Adelanto;
  - (e) Proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad;
  - (f) Proceso del Mercado de Tiempo Real;
  - (g) Monitoreo de Ofertas; y
  - (h) Uso del Sistema de Información del Mercado para el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.2.3** Este Manual será aplicable al CENACE, a los Participantes del Mercado y, en el ámbito de sus actividades, a los Transportistas y Distribuidores.
- 1.3 Términos definidos**

Para los efectos de este Manual, además de las definiciones contenidas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, el artículo 2 de su Reglamento y en las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:

- 1.3.1 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido:** Es el proceso de asignación de Unidades de Central Eléctrica que requieren notificación con anterioridad a los plazos que corresponden al Mercado del Día en Adelanto, por virtud del cual el CENACE emite instrucciones de arranque y paro e identifica las unidades que conviene mantener en operación en un periodo que rebasa el Día de Operación.
- 1.3.2 AU-CHT:** Modelo de asignación de unidades y coordinación hidrotérmica utilizado en el proceso de planeación semanal de la producción que permite acoplar las políticas de operación de mediano plazo para los embalses principales con la operación diaria de los mismos, determinando la cantidad de energía diaria que conviene generar con las unidades de centrales hidroeléctricas en estos embalses; asimismo, puede calcular el costo de oportunidad de la energía generada por estas unidades.
- 1.3.3 AU-GC:** Modelo de optimización utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad; con esta herramienta se deciden cambios al programa horario de arranques, paros y cambios de configuración, con la limitación de no parar unidades que en el Mercado del Día en Adelanto resultaron programadas para generar energía; el modelo considera los Pronósticos de Demanda horaria del CENACE y las Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado a partir de Unidades de Central Eléctrica.
- 1.3.4 AU-MDA:** Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto; con esta herramienta se decide el programa horario de arranques, paros, cambios de configuración, potencias de generación y asignación de los Servicios Conexos, para lo cual, el modelo considera las Ofertas de los Participantes del Mercado; además, determina los Precios Marginales Locales de la energía y los precios de los Servicios Conexos por zona de reserva.
- 1.3.5 AU-TR:** Modelo de optimización utilizado en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real; con esta herramienta se decide para un periodo de dos horas, cambios con detalle de quince minutos al programa existente de arranques, paros y cambios de configuración; considerando las limitaciones impuestas por los tiempos de notificación y la necesidad de evitar

que se incurra en costos adicionales o en la imposibilidad de aplicar el programa existente más allá del horizonte de dos horas.

- 1.3.6 CAG:** Control Automático de Generación.
- 1.3.7** Curvas de Demanda de Reservas: Curvas que establecen los requerimientos de reservas operativas para cada zona de reserva del Sistema Eléctrico Nacional y sus costos de penalización asociados, que se utilizarán para relajar las restricciones de reservas en los modelos de asignación y despacho de generación en los casos en que no se cuente con suficiente oferta de estos servicios o cuyos costos resulten inconvenientes económicamente.
- 1.3.8 DERS-I:** Modelo de optimización utilizado para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en un intervalo de cinco minutos; con esta herramienta se deciden para un sólo intervalo de cinco minutos, las potencias de generación de las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el CAG centralizado; además, se utiliza para determinar los factores de participación económicos de las Unidades de Central Eléctrica que participan en la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 1.3.9 DERS-MI:** Modelo de optimización utilizado para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en varios intervalos; con esta herramienta se deciden para los siguientes cinco Intervalos de Despacho, los niveles de generación y la asignación de los Servicios Conexos; además, determina los Precios Marginales Locales y los precios de los Servicios Conexos por zona de reserva para el primer intervalo incluido en cada solución.
- 1.3.10 Estimador de Estado:** La función del EMS que estima, para cada NodoP del sistema, el voltaje en magnitud y ángulo a partir de diversos valores teledados, la topología más reciente de la red y los valores de los parámetros eléctricos de cada elemento de la misma. Con estos resultados se obtiene una estimación de las potencias de generación y consumo en cada NodoP, así como los valores del flujo de potencia en cualquier elemento de la red.
- 1.3.11 Excedente Económico Total:** El valor del producto suministrado menos el costo de producción, donde se asume que el valor del producto suministrado se determina por las Ofertas de Compra, mientras el costo de producción se determina por las Ofertas de Venta y en el caso particular de las Ofertas de Compra fijas para la compra de energía o Servicios Conexos, se aplicará el valor de la demanda no suministrada que determine la Secretaría, o bien, el precio de escasez que corresponde al Servicio Conexo. En el Mercado de Energía de Corto Plazo, esto es el valor para el consumidor de la energía suministrada, más, el valor de los Servicios Conexos para la operación del sistema, menos los costos para producir energía (arranque, generación, cambios de configuración), menos los costos para proveer los Servicios Conexos.
- 1.3.12 Hora Terminada:** Las horas de cada Día de Operación se denominarán por el tiempo de su terminación. Por ejemplo, la hora entre las 00:00 y la 1:00 se denominará "Hora Terminada 1", la hora entre las 23:00 y las 24:00 se denominará "Hora Terminada 24" y sus abreviaturas serán "HT1" y "HT24", respectivamente.
- 1.3.13 Intervalo de Despacho:** Es el ciclo de 15 minutos donde se realiza el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad y se envían las instrucciones de puntos base de despacho económico a los oferentes.
- 1.3.14 Intervalo de Despacho Terminado:** Los Intervalos de Despacho se denominarán por el tiempo de su terminación. Por ejemplo, el intervalo entre las 13:15 y las 13:30 se denominará "Intervalo de Despacho Terminado 13:30" y se abreviará "IDT1330".
- 1.3.15 Límite de Despacho Económico Máximo:** La generación máxima que una Unidad de Central Eléctrica puede alcanzar en un estado operativo normal.
- 1.3.16 Límite de Despacho Económico Mínimo:** La generación mínima que una Unidad de Central Eléctrica puede alcanzar mientras esté en operación, en un estado operativo normal.

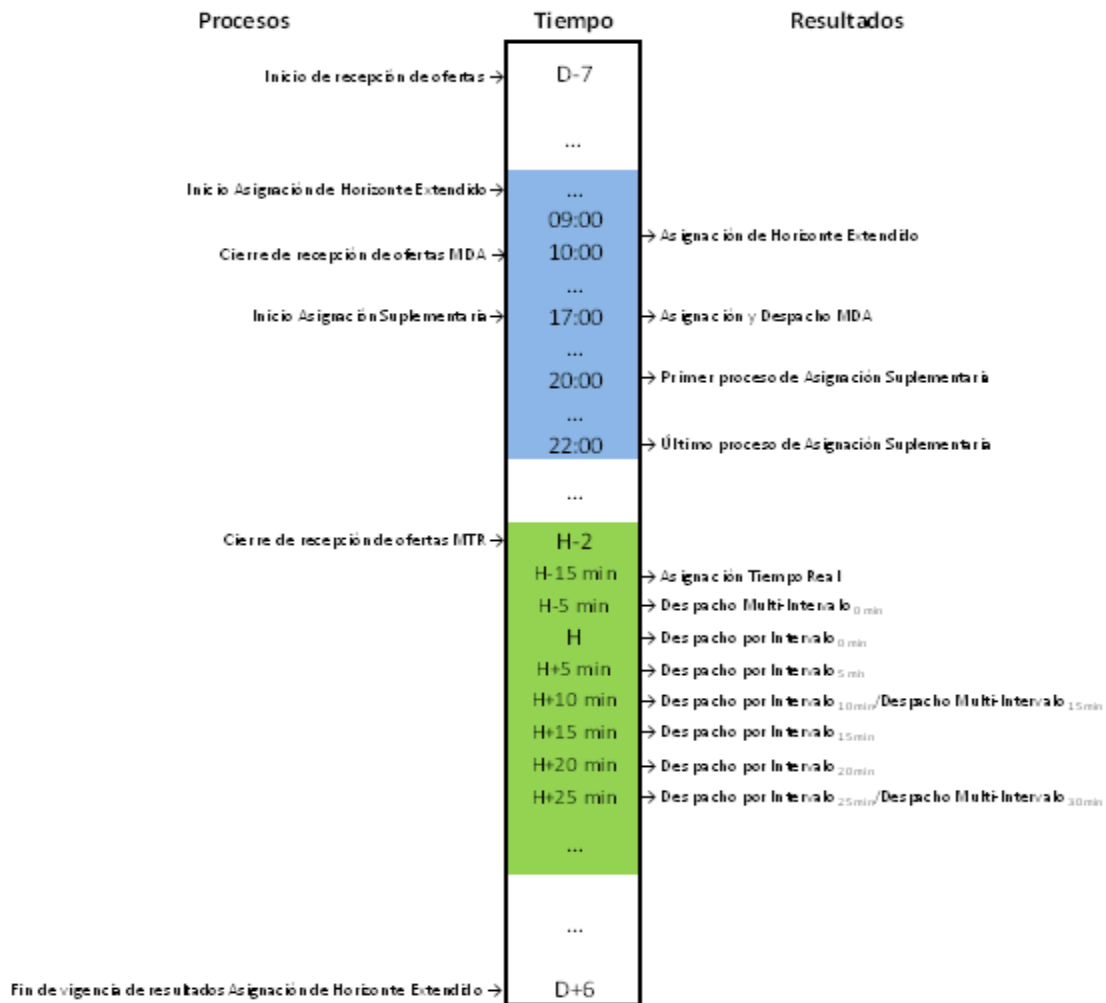
- 1.3.17 Límite de Despacho de Emergencia Máximo:** La generación máxima que una Unidad de Central Eléctrica puede alcanzar, misma que podrá ser utilizada exclusivamente cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia o un estado operativo restaurativo.
- 1.3.18 Límite de Despacho de Emergencia Mínimo:** La generación mínima que una Unidad de Central Eléctrica puede alcanzar mientras esté en operación, misma que podrá ser utilizada exclusivamente cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia o un estado operativo restaurativo.
- 1.3.19 Límite de Regulación Máximo:** Es el valor máximo que el CAG centralizado asignará a la potencia deseada de generación que envía a una Unidad de Central Eléctrica que está bajo su control.
- 1.3.20 Límite de Regulación Mínimo:** Es el valor mínimo que el CAG centralizado asignará a la potencia deseada de generación que envía a una Unidad de Central Eléctrica que está bajo su control.
- 1.3.21 Manual:** El presente Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.3.22 Ofertas:** Las Ofertas de Compra y Ofertas de Venta que se envíen al CENACE, en relación con el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.3.23 Ofertas de Compra:** La oferta en cantidad y ubicación que hacen los Participantes del Mercado para adquirir energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo en términos de energía neta, conforme a los formatos y a través de los medios electrónicos que el CENACE establezca para tal efecto.
- 1.3.24 Ofertas de Venta:** La oferta en cantidad, ubicación y precio que hacen los Participantes del Mercado para vender energía y Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo en términos de energía neta, conforme a los formatos y a través de los medios electrónicos que el CENACE establezca para tal efecto.
- 1.3.25 Ofertas Validadas y Consistentes:** Son las Ofertas que cumplen con las reglas de validación y evaluación de Ofertas establecidas en este Manual y que al ser procedentes, son aceptadas por el CENACE para su consideración en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.3.26 Parámetros de Referencia:** Parámetros de Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga registrados por los Participantes del Mercado en la base de datos correspondiente del CENACE, para propósitos de generar ofertas por omisión y de evaluar que las Ofertas presentadas son consistentes con los Precios de Referencia.
- 1.3.27 Precios de Referencia:** Precios calculados por el CENACE para cada Unidad de Central Eléctrica con base en sus Parámetros de Referencia, con la finalidad de evaluar la consistencia de las Ofertas presentadas por los Participantes del Mercado.
- 1.3.28 Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga:** Precios calculados por el CENACE mediante la suma de los productos de los Precios Marginales Locales por los valores del Vector de Distribución de Carga asociados a los NodosP de cada zona de carga.
- 1.3.29 Pronóstico de Demanda:** Es una estimación de la demanda en cada zona de carga calculada por el CENACE antes de que se conozca la demanda real; dependiendo del proceso en el que se usa, puede ser horario para el Día de Operación o para los siguientes Días de Operación; o bien, por Intervalos de Despacho para las dos horas y media siguientes.
- 1.3.30 Rango de Producción de Emergencia:** Es el nivel de generación entre el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo y el Límite de Despacho de Emergencia Máximo que se encuentra fuera del Rango Económico de Producción.
- 1.3.31 Rango Económico de Producción:** Es el nivel de generación entre el Límite de Despacho Económico Mínimo y el Límite de Despacho Económico Máximo.

- 1.3.32 Registro de Instrucciones de Despacho:** Sistema a través del cual el CENACE registrará las instrucciones de arranques, generación objetivo o paros, mismos que serán comunicados a los operadores de las plantas generadoras. Los operadores de las plantas generadoras utilizarán el Registro de Instrucciones de Despacho para notificar de inmediato cualquier cambio en sus límites operativos o en su disponibilidad para proporcionar energía eléctrica o Servicios Conexos.
- 1.3.33 Sistema de Recepción de Ofertas:** Módulo del Sistema de Información del Mercado a través del cual los Participantes del Mercado podrán presentar las Ofertas respectivas.
- 1.3.34 Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido:** Las Unidades de Central Eléctrica que, para su arranque, tengan un tiempo de notificación mayor al intervalo entre la publicación de resultados del Mercado del Día en Adelanto y el inicio del Día de Operación, por lo que necesitan que el CENACE les notifique instrucciones de arranque antes de la realización del Mercado del Día en Adelanto correspondiente.
- 1.4 Reglas de interpretación**
- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la sección 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia al 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, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente de este Manual.

## CAPÍTULO 2

### Mercado de Energía de Corto Plazo

- 2.1 Disposiciones Generales**
- 2.1.1** Los Participantes del Mercado formularán diariamente Ofertas para el Mercado de Energía de Corto Plazo en los términos y condiciones establecidos en este Manual, conforme al siguiente gráfico:



**Figura 1. Cronograma de procesos para el Mercado de Energía de Corto Plazo.**

- 2.1.2** Los Participantes del Mercado presentarán las Ofertas en el Sistema de Recepción de Ofertas conforme a lo que se establece en este Manual. El procedimiento para ingresar a esta área se especifica en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- 2.1.3** Para el Mercado del Día en Adelanto, los Participantes del Mercado que presenten Ofertas de Compra y Ofertas de Venta de energía eléctrica y Servicios Conexos deberán hacerlo a través del Sistema de Recepción de Ofertas durante el periodo de recepción de Ofertas definido en este Manual.
- 2.1.4** Los Participantes del Mercado podrán registrar en el Sistema de Información del Mercado los Parámetros de Referencia de cada Unidad de Central Eléctrica o Centro de Carga de acuerdo a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado y conforme a las disposiciones emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
- 2.1.5** El CENACE realizará automáticamente la validación de las Ofertas de los Participantes del Mercado al momento de su recepción, conforme a la Sección 2.5. Posteriormente, enviará una notificación de validación antes del cierre de recepción de Ofertas del mercado correspondiente especificando, en su caso, el motivo de rechazo a través del Sistema de Recepción de Ofertas.
- 2.1.6** En caso de que los Participantes del Mercado no registren los Parámetros de Referencia correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica que representan o no cumplan con las disposiciones de la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE estimará dichos parámetros con base en la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica.



- 2.1.7** El CENACE realizará ofertas por omisión basadas en los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica cuando los Participantes del Mercado no presenten Ofertas válidas, en los términos de los numerales 2.5 y 2.8 del presente Manual.
- 2.1.8** Los Participantes del Mercado que representen Centros de Carga tendrán la opción de que el CENACE realice ofertas por omisión basadas en su Pronóstico de Demanda.
- 2.1.9** Una vez validadas las Ofertas, el CENACE realizará automáticamente una evaluación de consistencia con los Precios de Referencia calculados por el CENACE para cada Unidad de Central Eléctrica. En caso de que la Oferta exceda los Precios de Referencia o que no respete la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE rechazará dicha oferta y aplicará los Precios de Referencia. Posteriormente, el CENACE enviará a través del Sistema de Recepción de Ofertas una notificación de inconsistencia al Participante del Mercado especificando en la misma el motivo de rechazo y lo reportará a la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 2.1.10** En caso de que sus Ofertas hayan sido rechazadas, el Participante del Mercado podrá modificarlas y enviarlas nuevamente antes del cierre de recepción de Ofertas del mercado correspondiente. Una vez recibidas, el CENACE realizará automáticamente la validación y la evaluación de consistencia mencionadas en los numerales 2.1.5 y 2.1.9 respectivamente.
- 2.1.11** Las Ofertas Validadas y Consistentes en el Mercado del Día en Adelanto, en caso de resultar en una asignación, se convertirán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de los productos objeto de las mismas. Con base en las Ofertas, el CENACE llevará a cabo la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto en los términos establecidos en el presente Manual.
- 2.1.12** Antes de la operación del Mercado de Tiempo Real, el CENACE llevará a cabo al menos una corrida de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad para asegurar la asignación de capacidad suficiente de generación durante el Día de Operación. El CENACE llevará a cabo la primera corrida de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad inmediatamente después de la emisión de los resultados del Mercado del Día en Adelanto y realizará corridas adicionales ante cambios relevantes en los Pronósticos de Demanda, la disponibilidad de generación o la disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión. Como resultado de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, el CENACE modificará la asignación inicial de las Unidades de Central Eléctrica con base en la última corrida que realice.
- 2.1.13** El CENACE operará el Mercado de Tiempo Real durante el Día de Operación con base en el Pronóstico de Demanda más reciente y en las Ofertas de Venta que los Participantes del Mercado hayan presentado para cada hora del Día de Operación en los términos de este Manual, y realizará periódicamente el DERS-MI a efecto de calcular los Precios Marginales Locales respectivos.
- 2.1.14** Las liquidaciones de las operaciones resultantes en el Mercado de Energía de Corto Plazo serán realizadas en términos del Manual de Liquidaciones.
- 2.1.15** Cada Participante del Mercado será responsable de revisar y verificar que la información o documentación enviada al CENACE, incluyendo el registro de Parámetros de Referencia y el envío de Ofertas, sea verídica y cumpla con las especificaciones descritas en este Manual y en las Bases del Mercado Eléctrico.
- 2.1.16** En caso de existir una suspensión de operaciones del mercado, se deberá seguir lo establecido en el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 2.2 Responsabilidades**
- 2.2.1 Centro Nacional de Control de Energía.**
- (a) Serán responsabilidades del CENACE:
- (i) Cumplir con lo dispuesto en las Reglas del Mercado.
  - (ii) Mantener la Seguridad de Despacho y la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, así como la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico.
  - (iii) Conducir el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real conforme a lo que se dispone en las Reglas del Mercado.
  - (iv) Calcular los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica, en caso de que el Participante del Mercado no los haya registrado o en caso de que dichos parámetros no cumplan con las disposiciones que emita la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

- (v) Validar que las Ofertas que presenten los Participantes del Mercado cumplan con lo establecido en el presente Manual.
  - (vi) Evaluar que las Ofertas de Venta de cada Unidad de Central Eléctrica que presenten los Participantes del Mercado sean consistentes con los Precios de Referencia, a menos que cuenten con la exención correspondiente de la Unidad de Vigilancia del Mercado.
  - (vii) Despachar a las Centrales Eléctricas incluidas en los Contratos de Interconexión Legados en los términos que establece el presente Manual y observando el contenido del Manual de Contratos de Interconexión Legados.
  - (viii) Poner a disposición de los Participantes del Mercado, ya sea en el área pública, segura o certificada del Sistema de Información del Mercado, la información del Mercado de Energía de Corto Plazo en los términos que establece el Manual del Sistema de Información del Mercado.
  - (ix) Evaluar diariamente los recursos para los siguientes 7 Días de Operación para identificar las Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido que serán requeridas para la Confiabilidad del sistema.
- (b) El CENACE será responsable en el Mercado del Día en Adelanto de:
- (i) Confirmar a los Participantes del Mercado sobre las Ofertas recibidas y notificarles si dichas Ofertas fueron validadas o no.
  - (ii) Evaluar que las Ofertas de Venta de cada Unidad de Central Eléctrica que presenten los Participantes del Mercado sean consistentes con los Precios de Referencia.
  - (iii) Utilizar Precios de Referencia cuando los Participantes del Mercado presenten Ofertas que excedan dichos precios, o que no respeten la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado. Asimismo, el CENACE será responsable de notificar el motivo de rechazo tanto al Participante del Mercado como a la Unidad de Vigilancia del Mercado.
  - (iv) Establecer los requerimientos para adquirir Servicios Conexos en los términos que establece el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (v) Determinar la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, la energía adquirida por los Participantes del Mercado y los programas de importación y exportación del Mercado del Día en Adelanto.
  - (vi) Emitir programas financieros vinculantes de los Participantes del Mercado para cada hora del Día de Operación.
  - (vii) Comunicar las instrucciones de arranque, paro y cambio de configuración de operación correspondientes a las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico.
  - (viii) Calcular los Precios Marginales Locales de la energía en cada NodoP y los precios de los Servicios Conexos en cada zona de reserva.
  - (ix) Realizar la liquidación de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto conforme se menciona en el Manual de Liquidaciones y el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.
- (c) El CENACE será responsable en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad de:
- (i) Realizar Pronósticos de Demanda en los términos que establece el Manual de Pronósticos.
  - (ii) Llevar a cabo al menos una corrida de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad para cada Día de Operación.
  - (iii) Comunicar las instrucciones de arranque y paro que resulten distintas del resultado del Mercado del Día en Adelanto.
  - (iv) Comunicar cambios al programa de importaciones y exportaciones establecido en el Mercado del Día en Adelanto.

- (d) El CENACE será responsable en el Mercado de Tiempo Real de:
  - (i) Confirmar a los Participantes del Mercado sobre las Ofertas recibidas y notificarles si dichas Ofertas fueron validadas o no.
  - (ii) Actualizar los requerimientos para adquirir Servicios Conexos, en caso de haber cambios con respecto a las condiciones mostradas en el Mercado del Día en Adelanto.
  - (iii) Llevar a cabo un análisis de contingencia e identificar las restricciones de seguridad en tiempo real.
  - (iv) En cada Intervalo de Despacho y cuando sea necesario, determinar la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y respecto a los programas de importación y exportación realizar cambios sólo cuando sea necesario para mantener la Confiabilidad del suministro en los sistemas eléctricos involucrados.
  - (v) Comunicar las instrucciones de arranque que corresponden a las Unidades de Central Eléctrica asignadas en el Mercado de Tiempo Real.
  - (vi) Calcular los Precios Marginales Locales de la energía en cada NodoP y los precios de los Servicios Conexos en cada zona de reserva.
  - (vii) Realizar la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista de energía y Servicios Conexos del Mercado de Tiempo Real conforme se menciona en el Manual de Liquidaciones y el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.

### **2.2.2 Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica.**

- (a) Los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica tendrán las siguientes responsabilidades:
  - (i) Cumplir con lo dispuesto en las Reglas del Mercado.
  - (ii) Asegurar que la operación de las Centrales Eléctricas que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista sea en cumplimiento de las instrucciones que gire el CENACE.
  - (iii) Ofrecer la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía y Servicios Conexos de las Unidades de Central Eléctrica que representan, de acuerdo a la mejor información disponible en el momento de realizar su Oferta.
  - (iv) Realizar Ofertas basadas en los costos, o en su caso en los costos de oportunidad, de las Unidades de Central Eléctrica a las que representan en los términos que dispone este Manual y sujetas a las disposiciones emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
  - (v) Proporcionar, en la medida de sus posibilidades físicas, energía y Servicios Conexos cuando por causas de emergencia se pongan o puedan ponerse en riesgo las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional o el Suministro Eléctrico.
  - (vi) Registrar ante el CENACE cada Unidad de Central Eléctrica que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (vii) Registrar ante el CENACE el Centro de Carga correspondiente a sus usos propios conforme se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (viii) Respetar las instrucciones de asignación emitidas por el CENACE para las Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido que representen.
  - (ix) Seguir las instrucciones que emita el CENACE para la asignación y despacho de energía y Servicios Conexos de las Unidades de Central Eléctrica que representen.
- (b) Los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica tendrán las siguientes responsabilidades en el Mercado del Día en Adelanto:
  - (i) Presentar Ofertas de Venta de energía y Servicios Conexos en los términos que dispone este Manual y sujetas a las disposiciones emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
  - (ii) Realizar Ofertas de Compra correspondientes a los usos propios de las Unidades de Central Eléctrica que representen, en los términos del presente Manual.
  - (iii) Cumplir las instrucciones de asignación emitidas por el CENACE a las Unidades de Central Eléctrica que representen.

- (c) Los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica tendrán, en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, la responsabilidad de cumplir las instrucciones de asignación emitidas por el CENACE a las Unidades de Central Eléctrica que representen.
- (d) Los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica tendrán las siguientes responsabilidades en el Mercado de Tiempo Real:
  - (i) Notificar de inmediato al CENACE de cualquier cambio en la disponibilidad o en los planes operativos de los recursos asignados para la operación.
  - (ii) Respetar las instrucciones de asignación y despacho emitidas por el CENACE a las Unidades de Central Eléctrica que representen.

### **2.2.3 Generador de Intermediación.**

- (a) El Generador de Intermediación tendrá las siguientes responsabilidades:
  - (i) Cumplir con lo dispuesto en las Reglas del Mercado.
  - (ii) Realizar Ofertas de Venta conforme a la operación programada de las Unidades de Central Eléctrica que se encuentran incluidas en los Contratos de Interconexión Legados y que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos que dispone el Manual de Contratos de Interconexión Legados.
  - (iii) Realizar Ofertas de Compra conforme a la operación programada de los Centros de Carga que se encuentran incluidos en los Contratos de Interconexión Legados y que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos que dispone el Manual de Contratos de Interconexión Legados.
  - (iv) Registrar ante el CENACE la capacidad de las Unidades de Central Eléctrica incluida en los Contratos de Interconexión Legados que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (v) Registrar ante el CENACE cada Centro de Carga incluido en los Contratos de Interconexión Legados que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (vi) Cumplir con el procedimiento de transferencia de activos físicos que se menciona en el Manual de Contratos de Interconexión Legados y en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado cuando el titular o representante del Contrato de Interconexión Legado solicite que el total o parte de las Centrales Eléctricas, o de ser el caso de los Centros de Carga, sean incluidos en un contrato de interconexión o contrato de conexión a fin de contar con otro representante en el Mercado Eléctrico Mayorista.
  - (vii) Registrar ante el CENACE y mantener actualizados los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica de los Contratos de Interconexión Legados que represente, de acuerdo al Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (viii) Registrar ante el CENACE y mantener actualizados los Parámetros de Referencia de los Centros de Carga que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista, conforme se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (ix) Administrar los Derechos Financieros de Transmisión Legados que le fueron asignados a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista.
  - (x) Transferir los Derechos Financieros de Transmisión Legados que le fueron asignados a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que representa cuando éstos elijan convertir sus contratos bajo el régimen de la Ley, como lo dispone el Manual de Contratos de Interconexión Legados.
  - (xi) Compartir con los titulares de los Contratos de Interconexión Legados los estados de cuenta que correspondan a sus activos, en términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.

**2.2.4 Entidades Responsables de Carga.**

- (a) Será responsabilidad de las Entidades Responsables de Carga:
- (i) Cumplir con lo dispuesto en las Reglas del Mercado.
  - (ii) Realizar Ofertas de Compra en el Mercado del Día en Adelanto conforme a la operación esperada de los Centros de Carga que representa, o bien, solicitar al CENACE que éste registre ofertas por omisión.
  - (iii) Registrar ante el CENACE cada Centro de Carga que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (iv) Registrar ante el CENACE y mantener actualizados los Parámetros de Referencia de los Centros de Carga a los que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (v) Entregar Pronósticos de Demanda al CENACE conforme se establece en el Manual de Pronósticos.

**2.3 Productos y servicios de los Mercados de Energía de Corto Plazo****2.3.1** En el Mercado de Energía de Corto Plazo serán comercializados los siguientes productos y servicios:

- (a) Energía eléctrica.
- (b) Servicios Conexos; su asignación y sus precios serán calculados conjuntamente con el despacho de energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real, en términos del presente Manual. Los Servicios Conexos incluidos en el Mercado de Energía de Corto Plazo son los siguientes:
- (i) Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia;
  - (ii) Reservas Rodantes;
  - (iii) Reservas Operativas;
  - (iv) Reservas Suplementarias:
    - (A) Reservas Rodantes Suplementarias; y
    - (B) Reservas No Rodantes Suplementarias.

Cabe señalar que para los Servicios Conexos incluidos en el mercado existen cuatro tipos de reservas requeridas, las cuales se pueden abastecer a través de cinco productos que se ofrecen a la venta. La correspondencia entre los productos requeridos y los productos ofertados a la venta es la siguiente:

<b>Tipo de reserva requerida (restricción de optimización)</b>	<b>Productos ofertados a la venta que pueden cumplir este requisito</b>	<b>Concepto utilizado en Liquidaciones</b>
Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> </ul>	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia
Reservas Rodantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> <li>• Reservas Rodantes de 10 minutos</li> </ul>	Reservas Rodantes de 10 minutos
Reservas Operativas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> <li>• Reservas Rodantes de 10 minutos</li> <li>• Reservas No Rodantes de 10 minutos</li> </ul>	Reservas No Rodantes de 10 minutos
Reservas Suplementarias	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> <li>• Reservas Rodantes de 10 minutos</li> <li>• Reservas No Rodantes de 10 minutos</li> <li>• Reservas Rodantes Suplementarias</li> <li>• Reservas No Rodantes Suplementarias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservas Rodantes Suplementarias</li> <li>• Reservas No Rodantes Suplementarias</li> </ul>

**Tabla 1. Servicios Conexos incluidos en el mercado.**

El CENACE contabilizará por separado las cantidades asignadas de “Reservas Rodantes Suplementarias” y “Reservas No Rodantes Suplementarias”, las cuales siempre tendrán el mismo precio.

En general, la asignación de productos se basará en el producto requerido. Sin embargo, para efectos de liquidaciones el CENACE utilizará el concepto establecido en la Tabla 1.

## **2.4 Procesos de Mercado**

**2.4.1** El Mercado de Energía de Corto Plazo será desarrollado en términos del presente Manual de conformidad con el siguiente proceso:

**(a) Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido.**

- (i) Diariamente, y conforme al numeral 3.6 del presente Manual, el CENACE evaluará los requerimientos de energía y Servicios Conexos para los siguientes 7 días con la finalidad de identificar a las Unidades de Central Eléctrica que serán requeridas para la eficiencia del mercado y la Confiabilidad del sistema y que, debido a sus limitaciones físicas, requieren recibir notificaciones con mayor anticipación que los horarios estándar del Mercado del Día en Adelanto.
- (ii) En este proceso se determinan qué Unidades de Central Eléctrica deben ser declaradas como de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” en la última hora del Día de Operación, para evitar que en el Mercado del Día en Adelanto se tomen decisiones de paro económicamente ineficientes, debido a su falta de visión más allá del Día de Operación.
- (iii) Se determinan los costos de oportunidad y los límites máximos a la producción diaria de energía eléctrica en cada grupo de unidades de central hidroeléctrica, acoplando las decisiones de la planeación de la operación en el mediano plazo para los embalses en las cuencas principales, con las decisiones diarias del Mercado del Día en Adelanto.
- (iv) Se determina el costo de oportunidad del gas natural de las Unidades de Central Eléctrica que hayan recibido instrucciones para limitar su consumo de gas en el horizonte considerado de siete días, de acuerdo con el Manual de Coordinación de Gas Natural.
- (v) Asimismo, se determina el costo de oportunidad de energía eléctrica en las demás Centrales Eléctricas que tengan restricciones sobre la cantidad de energía que pueden producir, por ejemplo, por restricciones ambientales.

**(b) Mercado del Día en Adelanto.**

- (i) El CENACE recibirá Ofertas de Compra y Ofertas de Venta de energía y Servicios Conexos correspondientes al Mercado del Día en Adelanto durante el periodo de recepción de Ofertas el cual estará disponible 7 días previos al Día de Operación y hasta las 10:00 horas del día anterior al Día de Operación.
- (ii) Una vez recibidas las Ofertas, el CENACE realizará automáticamente la validación y la evaluación de consistencia con los Precios de Referencia de cada una de las Ofertas.
- (iii) El CENACE utilizará las Ofertas Validadas y Consistentes como datos para el modelo AU-MDA. Este modelo determina el programa de arranques y paros de las Unidades de Central Eléctrica y sus niveles de generación de energía eléctrica y asignación de Servicios Conexos, así como el programa de importaciones y exportaciones de energía eléctrica. Adicionalmente, calcula los Precios Marginales Locales y los precios marginales de los Servicios Conexos incluidos en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora del Día de Operación.
- (iv) Como resultado del modelo AU-MDA, antes de las 17:00 horas, el CENACE deberá emitir programas financieros vinculantes para los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica, para las Entidades Responsables de Carga y para los Participantes del Mercado que han programado importaciones y exportaciones, así como las instrucciones de arranque correspondientes al Día de Operación.
- (v) Las Unidades de Central Eléctrica asignadas como resultado del modelo AU-MDA serán elegibles para recibir pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación y de la producción de energía

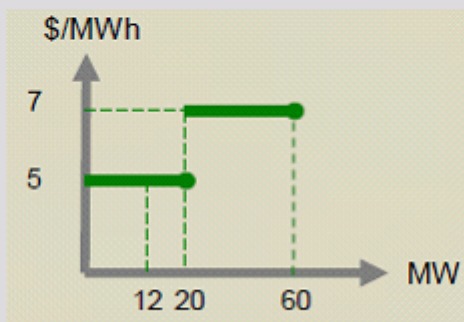
que excedan los ingresos por la venta de energía y Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo. La Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto, siempre y cuando la diferencia sea positiva, será igual a:

- (A) La suma de la oferta de arranque de la Unidad de Central Eléctrica, de operación en vacío y de energía incremental (así como la oferta de disponibilidad de reservas en el Mercado del Día en Adelanto, si están asignadas) que serían incurridos para proveer el programa del Mercado del Día en Adelanto para energía y Servicios Conexos durante las 24 horas incluidas en el Mercado del Día en Adelanto, menos,
  - (B) Los pagos al representante de la Unidad de Central Eléctrica por la energía y los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto.
- (vi) Como única excepción al sub-inciso (v) (A) anterior, el representante de las Centrales Externas Legadas podrá recibir Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto basadas en los costos variables establecidos en sus contratos, en lugar de sus costos ofertados, siempre y cuando dichos costos hayan sido establecidos en Contratos de Cobertura que hayan sido celebrados o cuyos procesos de adjudicación hayan sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de las Bases del Mercado Eléctrico y que el representante haya indicado su intención de hacer uso de esta excepción en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Dicha elección sólo se podrá hacer con respecto a todas las Centrales Externas Legadas representadas, quedando expresamente prohibido el uso de diferentes opciones para diferentes Centrales. El representante podrá cambiar su elección inicial por única vez mediante solicitud al CENACE.
- (vii) La Garantía de Suficiencia de Ingresos sólo puede resultar en pagos hacia el Participante del Mercado. En caso de que el cálculo mencionado resulte negativo debido a que los pagos recibidos sean mayores que los costos presentados en la Oferta para el Mercado del Día en Adelanto, no habrá cobro alguno a los Participantes del Mercado, ni habrá pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos a los mismos.

### Ejemplo del cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos

Actividades antes del Mercado del Día en Adelanto:

- El Participante del Mercado presenta la Oferta de Venta de su Unidad de Central Eléctrica para la Hora Terminada 9.
  - Límite Mínimo de Despacho Económico: 12 MW
  - Límite Máximo de Despacho Económico: 60 MW
  - Oferta de arranque: \$300
  - Oferta de operación en vacío: \$10/h
  - Oferta incremental:



- Oferta de Venta para Regulación Secundaria de Frecuencia:
  - Capacidad de regulación ofrecida: 15 MW
  - Costo de regulación: \$2/MWh

Mercado del Día en Adelanto:

- Asignación de 30 MW en la Hora Terminada 9.
- Precio Marginal Local del MDA en el NodoP de la Central Eléctrica:  
\$7/MWh
- Asignación de 10 MW para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Precio marginal de la Regulación Secundaria de Frecuencia:  
\$2/MWh

Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto:

- Ingresos recibidos por energía eléctrica

$$PML_{MDA} * Energía\ vendida_{MDA} * \#Horas$$

$$= (\$7/MWh) * (30\ MW) * 1\ Hr.$$

$$= \$210$$

- Ingresos recibidos por Servicios Conexos

$$Precio\ Reg.\ Sec.\ _{MDA} * MW\ vendidos_{MDA} * \#Horas$$

$$= (\$2/MWh) * (10\ MW) * 1\ Hr.$$

$$= \$20$$

- Ingreso en el Mercado del Día en Adelanto

$$Ingreso\ energía_{MDA} + Ingreso\ Servicios\ Conexos_{MDA}$$

$$= \$210 + \$20$$

$$= \$230$$

Costos de asignación, producción de energía eléctrica y suministro de Servicios Conexos:

- Costo de arranque

$$= \$300$$

- Costo de producción

$$\left( Costo\ de\ operación\ en\ vacío + \int_0^{30} Costos\ incrementales \right) * \#Horas$$

$$= \left[ \frac{\$10}{h} + \left( \frac{\$5}{MWh} * (20 - 0)\ MW \right) + \left( \frac{\$7}{MWh} * (30 - 20)\ MW \right) \right] * 1\ Hr.$$

$$= \$180$$



- Costo incurrido en la provisión de Regulación Secundaria de Frecuencia

$$\text{Costo de Reg. Sec.} * \text{Regulación asignada} * \# \text{Horas}$$

$$= \left[ \left( \frac{\$2}{\text{MWh}} \right) * 10\text{MW} \right] * 1 \text{ Hr.}$$

$$= \$20$$

- Costo Total

$$\text{Costo de arranque} + \text{Costo de producción} + \text{Costo de provisión de Reg. Sec.}$$

$$= \$300 + \$180 + \$20$$

$$= \$500$$

Si los ingresos recibidos en el Mercado del Día en Adelanto son menores que los costos totales de la Unidad de Central Eléctrica, el Participante del Mercado recibirá un pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, el cual será calculado de la siguiente manera:

$$\text{Garantía de Suficiencia de Ingresos}$$

$$= \max(\$0, \text{Costos Totales} - \text{Ingreso}_{\text{MDA}})$$

$$= \max(\$0, \$500 - \$230)$$

$$= \$270$$

(c) **Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.**

- Una vez que se cierre el Mercado del Día en Adelanto, el CENACE llevará a cabo la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, en la que se utilizará el modelo AU-GC. Este modelo utiliza la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto tomando en cuenta los Pronósticos de Demanda preparados por el CENACE en lugar de Ofertas de Compra de las Entidades Responsables de Carga, el programa fijo de importaciones y exportaciones, así como los cambios en la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, entre otros.
- El CENACE realizará la primera Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad inmediatamente después de la emisión de los resultados del Mercado del Día en Adelanto, y realizará corridas adicionales ante cambios relevantes en los Pronósticos de Demanda, la disponibilidad de generación, o la disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión.
- Como resultado de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, el CENACE emitirá instrucciones de arranque adicionales a las emitidas durante el Mercado del Día en Adelanto, en el entendido que la energía y Servicios Conexos que resulten de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad serán liquidados a precios del Mercado de Tiempo Real.
- Las Unidades de Central Eléctrica asignadas como resultado del modelo AU-GC serán elegibles para recibir pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación y de la producción de energía que excedan los ingresos por la venta de energía y Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo. La Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, siempre y cuando la diferencia sea positiva, será igual a:

- (A) El incremento de costos de operación entre el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real con base en la oferta de arranque de la Unidad de Central Eléctrica, de operación en vacío y de energía incremental (así como los costos de disponibilidad de reservas en el Mercado de Tiempo Real, si están asignadas), menos,
  - (B) Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real.
  - (v) Cuando el representante de las Centrales Externas Legadas haya elegido recibir Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto sujeto a la excepción establecida en el inciso (b) (vi) anterior, dicha excepción también aplicará a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, por lo cual el cálculo se basará en los costos variables establecidos en sus contratos, en lugar de sus costos ofertados.
  - (vi) El cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real utilizará las Ofertas que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación, sin tomar en cuenta las Ofertas que se hayan actualizado posteriormente.
  - (vii) El abono de Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real será anulado cuando el Participante del Mercado haya declarado el estatus de operación obligada o cuando el Participante del Mercado no siga las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.
  - (viii) La Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real se calculará una vez por día por Unidad de Central Eléctrica, aun cuando haya recibido más de una instrucción de asignación.
- (d) **Mercado de Tiempo Real.**
- (i) El objetivo del Mercado de Tiempo Real es ajustar las diferencias entre las transacciones realizadas en el Mercado del Día en Adelanto y las condiciones del mercado en tiempo real. Sólo se permitirá ajustar las Ofertas de Venta por diferencias que resulten de cambios en las capacidades disponibles de generación y de las capacidades para el suministro de los Servicios Conexos.
  - (ii) Las Ofertas de Venta de energía y Servicios Conexos para el Mercado de Tiempo Real serán tomadas de la última Oferta Validada y Consistente con los Precios de Referencia, correspondiente a la Unidad de Central Eléctrica.
  - (iii) Los ajustes a las Ofertas de Venta deberán entregarse 2 horas antes del inicio de la Hora de Operación. Por ejemplo, las Ofertas para la energía que será generada en la Hora Terminada 11, deberán ser entregadas antes de las 08:00 horas.
  - (iv) El proceso de despacho en Tiempo Real consta de cuatro ciclos:
    - (A) En el primer ciclo, para las condiciones de operación existentes treinta minutos antes de cada hora, se actualiza el programa de arranques, paros y cambios de configuración de las Unidades de Central Eléctrica para la Hora de Operación dividida en intervalos de quince minutos, utilizando el AU-TR. Al terminar los cálculos, quince minutos antes de la Hora de Operación, se emiten las instrucciones de arranque, paro y cambios de configuración que se deban llevar a cabo durante los cuatro intervalos de la Hora de Operación.
    - (B) En el segundo ciclo, para las condiciones de operación existentes quince minutos antes de cada Intervalo de Despacho, se calculan los Precios Marginales Locales de cada NodoP y se deciden los puntos base de despacho económico durante dicho Intervalo de Despacho de las Unidades de Central Eléctrica que no operan bajo el CAG centralizado, utilizando el DERS-MI. Dicho despacho considera tanto la energía eléctrica como los Servicios Conexos. Las instrucciones respectivas se emiten cinco minutos antes del inicio de cada Intervalo de Despacho.
    - (C) En el tercer ciclo, con base en las condiciones de generación y demanda existentes cinco minutos antes de cada intervalo de cinco minutos, se determinan los puntos base de despacho económico y los factores de participación económicos para las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el CAG centralizado, utilizando el DERS-I.
    - (D) El cuarto ciclo, se refiere al propio CAG centralizado que cada cuatro segundos emite señales de control del nivel de generación para las Unidades de Central Eléctrica correspondientes.

- 2.4.2** Las aplicaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo que podrán emitir instrucciones de asignación o despacho son:
- (a) AU-MDA, se utiliza para determinar la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
  - (b) AU-GC, sirve para determinar la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
  - (c) AU-TR, es empleado durante el Día de Operación para afinar la asignación de Unidades de Central Eléctrica para la siguiente Hora de Operación.
  - (d) DERS-MI, cada quince minutos determina los puntos base de generación para las Unidades de Central Eléctrica que no estarán sujetas al CAG centralizado.
  - (e) DERS-I, cada cinco minutos determina los puntos base de generación y los factores de participación económicos para las Unidades de Central Eléctrica que estarán operando bajo el CAG centralizado.
  - (f) CAG centralizado, cada cuatro segundos calcula y envía a las Unidades de Central Eléctrica el valor del nivel de generación deseado.

## **2.5 Reglas para la validación de Ofertas**

- 2.5.1** El propósito de la validación de Ofertas es evitar el ingreso de información con deficiencias que harían imposible su utilización.
- 2.5.2** Se pondrán a disposición de los Participantes del Mercado varios modelos de recepción de Ofertas. En el momento en que cada Participante del Mercado se registre en el mercado, definirá un conjunto de Parámetros de Referencia y registrará el tipo de Oferta que utilizará: Ofertas completas, Ofertas complementarias u Ofertas de programa fijo.
- 2.5.3** Los Parámetros de Referencia de costos únicamente reflejarán los costos variables, incluyendo los costos variables de operación y mantenimiento, y los costos variables de transporte de combustible que dependen del uso de la Unidad de Central Eléctrica y estarán sujetos a las disposiciones emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
- 2.5.4** Los Parámetros de Referencia de costos para las Unidades de Central Eléctrica estarán basados en costos reales de operación, sin considerar los Contratos de Cobertura Eléctrica que se hayan suscrito con base en dichas centrales. Como única excepción a lo anterior, la Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá establecer Parámetros de Referencia para las Centrales Externas Legadas basados en sus costos contractuales, siempre y cuando dichos costos hayan sido establecidos en Contratos de Cobertura que hayan sido celebrados o cuyos procesos de adjudicación hayan sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de estas Bases de Mercado.
- 2.5.5** El Participante del Mercado podrá cambiar estos Parámetros de Referencia y el tipo de Oferta que utiliza siguiendo los procedimientos establecidos en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. En caso de no registrar los Parámetros de Referencia, el CENACE realizará el cálculo correspondiente.
- 2.5.6** El CENACE realizará automáticamente la validación de las Ofertas de los Participantes del Mercado al momento de su recepción, conforme a lo siguiente:
- (a) El Participante del Mercado deberá utilizar el tipo de Oferta que tiene registrado (Oferta completa, Oferta complementaria o programa fijo).
  - (b) Deberá incluir la totalidad de la información requerida por el tipo de Oferta conforme al presente Manual.
  - (c) El rango de fechas de la Oferta deberá contener al menos un día y deberá estar comprendido dentro del periodo de recepción de Ofertas del mercado correspondiente.
  - (d) Para el caso de Unidades de Propiedad Conjunta:
    - (i) El representante principal podrá utilizar Ofertas completas o, en los casos establecidos en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, Ofertas de programa fijo.
    - (ii) Los representantes no-principales podrán utilizar Ofertas complementarias o, en los casos establecidos en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, Ofertas de programa fijo.

- (iii) El CENACE validará las Ofertas de Venta de cada Participante del Mercado de forma independiente en el momento en que se reciben. Para tal efecto, cada representante deberá ofrecer capacidades que corresponden a la proporción de la unidad que representan.
  - (iv) El CENACE también validará las Ofertas de Venta para una Unidad de Propiedad Conjunta de forma conjunta, después del cierre de recepción de Ofertas. Para tal efecto, la suma de las capacidades ofrecidas deberá cumplir con los requisitos establecidos en esta Sección para la unidad completa. Si la Oferta conjunta no cumple con dichos requisitos, en el caso de las ofertas de fuentes firmes la oferta con prelación más baja será reemplazada por su oferta por omisión, continuando con el orden de prelación establecido en el registro hasta que se cumplan los requisitos establecidos en esta Sección. En el caso de las Ofertas de fuentes intermitentes, las Ofertas de cada uno de los Participantes del Mercado serán reemplazadas proporcionalmente conforme a la proporción establecida en el registro.
- (e) Para las Ofertas de Venta para unidades de central térmica:
- (i) El costo de arranque caliente deberá ser igual o menor que el costo de arranque tibio y este último igual o menor que el costo de arranque frío.
  - (ii) El tiempo umbral de paro para considerar que el siguiente arranque corresponde a un arranque tibio deberá ser menor que el tiempo de paro máximo correspondiente a un arranque frío.
  - (iii) En cada hora, el rango de potencias considerado en la oferta incremental deberá incluir todo el rango de operación; la potencia del primer punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, mientras que la potencia del último punto de la oferta incremental deberá ser menor o igual que el Límite de Despacho de Emergencia Máximo.
    - (A) En cada hora, la oferta incremental deberá ser monótonamente no decreciente, formada por uno o más segmentos lineales, cada uno de los cuales tiene una pendiente igual a cero. Para lo anterior: el precio marginal incluido en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el precio marginal del punto anterior.
    - (B) La potencia incluida en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor que la potencia del punto anterior.
  - (iv) Cuando la Unidad de Central Eléctrica tenga prohibido ofrecer alguna categoría de Servicios Conexos como resultado de no alcanzar el estándar mínimo de cumplimiento, su oferta de capacidad para ese servicio deberá ser igual a cero.
- (f) Para las Ofertas de Venta de unidad con distintas configuraciones:
- (i) No se podrá ofrecer el estatus de operación obligada para más de una configuración de la Unidad de Central Eléctrica en la misma hora.
  - (ii) No se podrá ofrecer el estatus de operación obligada para una configuración si para su asignación es necesario realizar transiciones a través de otras configuraciones y dichas configuraciones tienen estatus de no disponible.
  - (iii) En cada configuración en la que la Unidad de Central Eléctrica puede arrancar, o bien, para cada transición de configuración factible:
    - (A) El costo de arranque o transición caliente deberá ser igual o menor que el costo de arranque tibio y este último igual o menor que el costo de arranque frío.
    - (B) El umbral de tiempo de paro para considerar que el siguiente arranque o transición corresponde a un arranque tibio deberá ser menor que el tiempo de paro máximo correspondiente a un arranque frío.
  - (iv) Para cualquier configuración:
    - (A) En cada hora, el rango de potencias considerado en la oferta incremental deberá incluir todo el rango de operación; la potencia del primer punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, mientras que la potencia del último punto de la oferta incremental deberá ser menor o igual que el Límite de Despacho de Emergencia Máximo.

- (B) En cada hora, la oferta incremental deberá ser monótonamente no decreciente formada por uno o más segmentos lineales, cada uno de los cuales tiene una pendiente igual a cero. Para lo anterior:
  - (I) El precio marginal incluido en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el precio marginal del punto anterior.
  - (II) La potencia incluida en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor que la potencia del punto anterior.
- (v) Cuando la Unidad de Central Eléctrica tenga prohibido ofrecer alguna categoría de Servicios Conexos como resultado de no alcanzar el estándar mínimo de cumplimiento, su oferta de capacidad para ese servicio deberá ser igual a cero.
- (g) Para las Ofertas de Venta de unidad de central hidroeléctrica con embalse:
  - (i) El límite máximo de generación diaria con las unidades asociadas a cada embalse deberá ser igual al valor calculado en el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido.
  - (ii) Cuando la Unidad de Central Eléctrica tenga prohibido ofrecer alguna categoría de Servicios Conexos como resultado de no alcanzar el estándar mínimo de cumplimiento, su oferta de capacidad para ese servicio deberá ser igual a cero.
- (h) Para las Ofertas de Venta de Recursos Intermitentes Despachables:
  - (i) En cada hora, el Participante del Mercado ofrecerá su pronóstico del valor de la potencia media de generación. El rango de potencias considerado en la oferta incremental comprende desde cero hasta el 100% de la potencia media de generación pronosticada.
  - (ii) En cada hora, la oferta incremental deberá ser monótonamente no decreciente formada por uno o más segmentos lineales, cada uno de los cuales tiene una pendiente igual a cero. Para lo anterior:
    - (A) El precio marginal incluido en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el precio marginal del punto anterior.
    - (B) La potencia incluida en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor que la potencia del punto anterior.
  - (iii) La oferta incremental debe estar entre la oferta piso y la oferta tope establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

**2.5.7** En adición al numeral 2.5.6, todas las Ofertas deben cumplir con las siguientes reglas de validación específicas por tipo de Oferta; las Ofertas que incumplan estas reglas se entenderán como erróneas y el CENACE las rechazará en los siguientes casos:

- (a) Para Ofertas de Venta de programa fijo:
  - (i) Cuando el programa fijo sea mayor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad máxima en al menos 50%.
  - (ii) Cuando el programa fijo sea menor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad mínima en al menos 50%.
- (b) Para Ofertas de Venta completas:
  - (i) Cuando el estatus de asignación de "operación obligada" se utilice, a pesar de que la Unidad de Vigilancia del Mercado haya determinado la prohibición de su uso.
  - (ii) Cuando el Límite de Despacho Económico Máximo sea mayor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad máxima en al menos 50%.
  - (iii) Cuando el Límite de Despacho Económico Mínimo sea menor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad mínima en al menos 50%.
- (c) Para Ofertas de Venta complementarias:
  - (i) Cuando el Límite de Despacho Económico Máximo sea mayor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad máxima en al menos 50%.
  - (ii) Cuando el Límite de Despacho Económico Mínimo sea menor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad mínima en al menos 50%.

- (d) Para Ofertas de Compra programa fijo:
  - (i) Cuando el programa fijo sea mayor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la demanda máxima en al menos 10%.
  - (ii) Cuando el programa fijo sea menor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la demanda mínima en al menos 10%.
- 2.5.8** Después de realizar la validación de Ofertas, el CENACE enviará inmediatamente una notificación de validación especificando, en su caso, el motivo de rechazo a través del Sistema de Recepción de Ofertas.
- 2.5.9** En caso de que los Participantes del Mercado no presenten Ofertas de Venta o que las Ofertas de Venta presentadas no sean válidas, el CENACE realizará ofertas por omisión basadas en los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica.
- 2.5.10** En caso de que el Participante del Mercado lo haya solicitado, el CENACE realizará ofertas por omisión de compra basadas en su Pronóstico de Demanda.
- 2.5.11** En caso de que sus Ofertas hayan sido rechazadas, el Participante del Mercado podrá modificarlas y enviarlas nuevamente antes del cierre de recepción de Ofertas del mercado correspondiente. Una vez recibidas, el CENACE realizará nuevamente la validación mencionada en la presente Sección.
- 2.5.12** De manera informativa, el CENACE revisará los parámetros de las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica que no cuenten con una exención al requisito de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica y Servicios Conexos otorgada por la Unidad de Vigilancia del Mercado. El CENACE aceptará las Ofertas de Venta que incumplan la revisión y las reportará a la Unidad de Vigilancia del Mercado, la cual podrá ordenar las verificaciones correspondientes:
  - (a) Cuando el Límite de Despacho Económico Máximo sea menor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad máxima.
  - (b) Cuando el Límite de Despacho Económico Mínimo sea mayor que el Parámetro de Referencia correspondiente a la capacidad mínima.
  - (c) Cuando las capacidades de Servicios Conexos sean menores que los Parámetros de Referencia correspondientes.
  - (d) Cuando la capacidad de rampa sea menor que el Parámetro de Referencia correspondiente.
  - (e) Cuando los tiempos de notificación, tiempos de arranque, tiempos mínimos de operación y tiempos mínimos de paro sean mayores que los Parámetros de Referencia correspondientes.
- 2.6 Evaluación de Ofertas**
  - 2.6.1** El propósito de la evaluación de Ofertas es detectar aquéllas que violan el principio de ofrecer los productos y servicios con base en el costo de producción o que no respetan la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
  - 2.6.2** Después de validar las Ofertas, conforme a lo establecido en la Sección 2.5, el CENACE evaluará automáticamente si las Ofertas de los Participantes del Mercado se consideran consistentes con los Precios de Referencia que se derivan de sus Parámetros de Referencia.
  - 2.6.3** Todas las Ofertas de Venta deberán respetar la oferta piso y la oferta tope establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
  - 2.6.4** El CENACE calculará los Precios de Referencia para cada Unidad de Central Eléctrica, conforme a lo siguiente:
    - (a) Costos de arranque:
      - (i) 110% de los Parámetros de Referencia de costos de arranque para cada tipo (caliente, tibio y frío) y por tipo de combustible, calculado de la siguiente manera:
        - (A) Parámetro de Referencia correspondiente al costo variable de operación y mantenimiento en arranque, más
        - (B) El Parámetro de Referencia de combustible consumido en arranque, multiplicado por
        - (C) El Parámetro de Referencia correspondiente al índice del precio del combustible de arranque determinado por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

- (ii) 110% del Parámetro de Referencia correspondiente al costo de transición entre configuraciones (para cada transición que sea factible de realizar).
  - (b) Oferta incremental:
    - (i) En caso de ser una Oferta de Venta de unidad de central térmica o de unidad con distintas configuraciones, 110% del costo total de la curva de oferta incremental para cada configuración, si aplica, calculado de la siguiente manera:
      - (A) 110% del Parámetro de Referencia correspondiente al costo de operación en vacío, más
      - (B) 110% de los costos de la curva de oferta incremental de cada uno de los segmentos, calculados de la siguiente manera:
        - (I) Parámetro de Referencia correspondiente al costo variable de operación y mantenimiento, más
        - (II) Las tarifas del CENACE y de transmisión autorizadas por la CRE, más
        - (III) El Parámetro de Referencia correspondiente al costo marginal de la curva de régimen térmico en la cantidad establecida para cada segmento de la Oferta de Venta, multiplicado por
        - (IV) El Parámetro de Referencia correspondiente al índice del precio del combustible, incluyendo el costo variable por transporte de combustible, establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
    - (ii) En caso de ser una Oferta de Venta de Recursos Intermitentes Despachables, 110% del Parámetro de Referencia correspondiente al costo variable de operación y mantenimiento más las tarifas del CENACE y de transmisión autorizadas por la CRE.
  - (c) Oferta de disponibilidad de reservas:
    - (i) 110% del Parámetro de Referencia correspondiente a los costos de la oferta de disponibilidad de reserva por cada tipo de Servicio Conexo.
- 2.6.5** El CENACE no realizará la evaluación de ofertas establecida en esta Sección a las Unidades de Central Eléctrica que cuenten con una exención de los requisitos de ofertas consistentes con los Precios de Referencia otorgada por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 2.6.6** El CENACE realizará independientemente la evaluación de los costos de arranque, la oferta incremental y la oferta de disponibilidad de reservas.
- 2.6.7** En caso de que la Oferta evaluada exceda los Precios de Referencia o que no respete la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE rechazará la parte de la Oferta que corresponda (costos de arranque, oferta incremental u oferta de disponibilidad de reservas) y aplicará los Precios de Referencia correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica.
- 2.6.8** Posteriormente, el CENACE enviará a través del Sistema de Recepción de Ofertas una notificación de inconsistencia al Participante del Mercado especificando en la misma el motivo de rechazo y lo reportará a la Unidad de Vigilancia del Mercado; el Participante del Mercado podrá solicitar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la revisión correspondiente de los Parámetros de Referencia registrados, dentro de los 10 días siguientes al Día de Operación.
- 2.6.9** En caso de que sus Ofertas hayan sido rechazadas, el Participante del Mercado podrá modificarlas y enviarlas nuevamente antes del cierre de recepción de Ofertas del mercado correspondiente. Una vez recibidas, el CENACE realizará automáticamente la validación y la evaluación de consistencia mencionadas en las secciones 2.5 y 2.6. En caso de ser Ofertas Válidas y Consistentes con los Precios de Referencia, el CENACE las aceptará para su consideración en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 2.6.10** En los casos donde la Unidad de Vigilancia del Mercado haya determinado que una Unidad de Central Eléctrica está exenta del requisito de ofertas consistentes con los Precios de Referencia, seguirán aplicándose la oferta tope y la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
- 2.7 Ofertas de importación y exportación**
- 2.7.1** Los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos para llevar a cabo las transacciones de importación y exportación, incluyendo aquella información relacionada con el Mercado de Energía de Corto Plazo, se observan en el Manual de Importaciones y Exportaciones.

**2.8 Ofertas de Venta****2.8.1 Condiciones Generales.**

- (a) Los Participantes del Mercado deberán estar acreditados para operar en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado y deberán utilizar los formatos que el CENACE establezca para tal efecto.
- (b) Los representantes de las Unidades de Central Eléctrica deberán registrar y mantener actualizados los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica que representen en términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado para presentar Ofertas de Venta en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (c) Los Participantes del Mercado deberán enviar sus Ofertas de Venta a través del Sistema de Recepción de Ofertas en los horarios establecidos en el presente Manual. Las Ofertas entregadas fuera de los horarios establecidos no serán utilizadas por el CENACE.
- (d) Los Participantes del Mercado deberán realizar Ofertas de Venta para cada hora del Día de Operación.
- (e) Las Ofertas de Venta para las Unidades de Central Eléctrica Directamente Modeladas únicamente podrán ser presentadas en el NodoP correspondiente a dicha Unidad de Central Eléctrica.
- (f) Las Ofertas de Venta para las Unidades de Central Eléctrica Indirectamente Modeladas únicamente podrán ser presentadas en los NodosP que representan zonas de generación. El CENACE determinará los NodosP Distribuidos que corresponden a cada zona de generación mediante la definición de Vectores de Distribución de Generación.
- (g) Las Ofertas de Venta que presenten los Participantes del Mercado correspondientes a una Unidad de Central Eléctrica que utilice tecnología de recurso compuesto, serán consideradas como una misma Oferta de Venta, independientemente de los generadores o turbinas con los que cuente la Unidad de Central Eléctrica respectiva. El Participante del Mercado deberá emitir una Oferta de Venta por cada configuración factible de la unidad.
- (h) En caso de que los Participantes del Mercado no envíen una Oferta de Venta válida para una Unidad de Central Eléctrica en los términos del presente Manual, el CENACE utilizará la Oferta de Venta por omisión, la cual calculará utilizando los Parámetros de Referencia registrados por el Participante del Mercado de la unidad, o en su defecto, los Parámetros de Referencia estimados por el CENACE para dicha unidad.
- (i) Para recursos de energía limitada, el CENACE calculará el costo de oportunidad para cada Unidad de Central Eléctrica o grupo de Unidades de Central Eléctrica, para el cual se ha establecido una cantidad máxima de energía total a producir por día. En el caso de unidades de centrales hidroeléctricas, dicho costo de oportunidad se expresará en términos de \$/MWh en cada Central Eléctrica. En el caso de Centrales Eléctricas con restricciones de gas natural, el costo de oportunidad se expresará en términos de \$/MMBtu de gas, lo cual deberá convertirse a una curva de oferta utilizando los Parámetros de Referencia de cada Unidad de Central Eléctrica. El costo de oportunidad representa la Oferta de Venta que se espera resultará en que la energía total despachada en el Mercado del Día en Adelanto, de todas las unidades generadoras pertenecientes al grupo, no excede el límite de energía disponible en total para el Día de Operación.

**2.8.2 Ofertas de Venta de unidad de central térmica.**

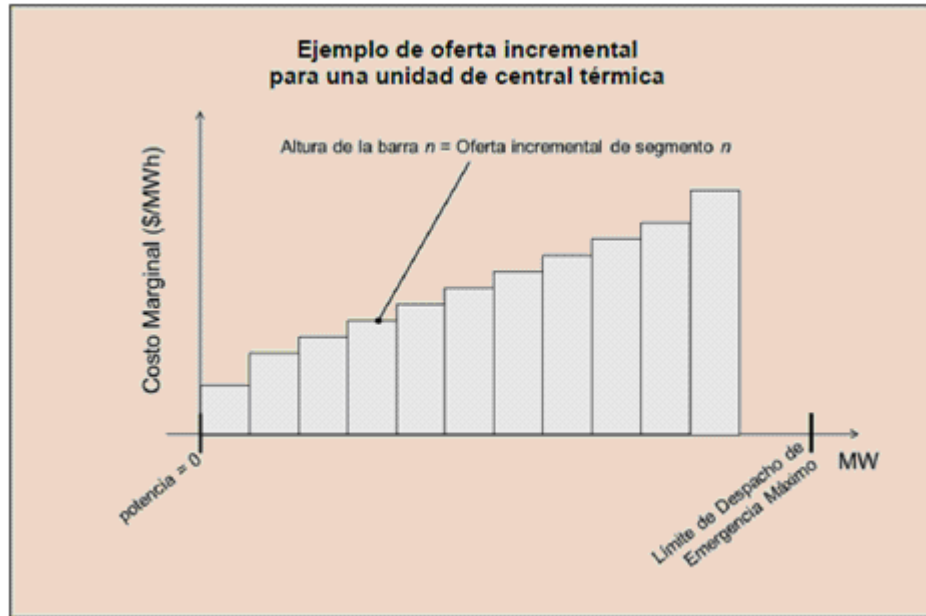
- (a) Las Ofertas de Venta que presenten los Participantes del Mercado para cada hora del Día de Operación correspondientes a una unidad de central térmica con un modo único de operación, deberán contener los siguientes parámetros:
  - (i) Identificación (ID) de la Unidad de Central Eléctrica, la cual no podrá ser modificada por el Participante del Mercado;
  - (ii) Alguno de los siguientes estatus de asignación:
    - (A) No disponible. El CENACE no considerará a la Unidad de Central Eléctrica en los procesos de asignación de unidades ni en las aplicaciones de despacho;
    - (B) Económica. El CENACE considerará a la Unidad de Central Eléctrica en todos los procesos de asignación de unidades y en las aplicaciones de despacho; y,
    - (C) Operación obligada. La Unidad de Central Eléctrica estará asignada en todos los procesos y el CENACE la considerará en las aplicaciones de despacho.



- (iii) Límites de despacho económico. Se deberá establecer el Límite de Despacho Económico Máximo y el Límite de Despacho Económico Mínimo, expresados en MW;
- (iv) Límites de despacho de emergencia. Se deberá establecer el Límite de Despacho de Emergencia Máximo y el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, expresados en MW;
- (v) Tipos de combustible. Se deberán establecer los tipos de combustible y sus porcentajes de utilización en el despacho. Los tipos de combustible deberán ser consistentes con los tipos de combustibles registrados conforme al Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado;
- (vi) Pertenencia a un grupo de Unidades de Central Eléctrica, para efectos de establecer un límite de energía disponible en total para ese grupo, expresado en MWh;
- (vii) Oferta económica de la Unidad de Central Eléctrica:
  - (A) Oferta de arranque. El costo en que incurre una Unidad de Central Eléctrica desde que está fuera de línea e inicia operaciones hasta que se sincroniza al Sistema Eléctrico Nacional y está disponible para el despacho económico;
  - (B) Oferta de operación en vacío. El valor de la curva de costos de una Unidad de Central Eléctrica en un nivel de producción de cero; sin embargo, este valor no indica que la Unidad de Central Eléctrica tenga la posibilidad de operar en un nivel de producción cero;



- (C) Oferta incremental. El costo marginal de cada MW de producción sostenida de energía neta durante una hora.
  - (I) Cada punto en la curva de oferta incremental consiste de una cantidad expresada en MW y un costo marginal expresado en \$/MWh.
  - (II) La oferta incremental podrá especificarse hasta en 11 segmentos a partir del nivel de operación en vacío, y hasta cuando menos el Límite de Despacho de Emergencia Máximo.
  - (III) Para la definición de los segmentos, la oferta podrá contar con un máximo de 12 puntos. El primer punto representará una cantidad de cero MW, y no se designa por el representante de la Unidad de Central Eléctrica. El representante ofrecerá la cantidad máxima que delimita el primer segmento, y el precio de dicho segmento.
  - (IV) Para cada segmento sucesivo, el representante ofrecerá la cantidad máxima que delimita dicho segmento, y el precio del segmento. Los puntos sucesivos deberán ser iguales o mayores en precio que el segmento previo, e iguales o mayores en cantidad.



- (D) Oferta de Venta para Regulación Secundaria de Frecuencia:
- (I) Cantidad expresada en MW;  $y$ ,
  - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (E) Oferta de Venta para Reserva Rodante de 10 minutos:
- (I) Cantidad expresada en MW  $y$ ,
  - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (F) Oferta de Venta para Reserva No Rodante de 10 minutos:
- (I) Cantidad expresada en MW;  $y$ ,
  - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (G) Oferta de Venta para Reserva Rodante Suplementaria:
- (I) Cantidad expresada en MW;  $y$ ,
  - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (H) Oferta de Venta para Reserva No Rodante Suplementaria:
- (I) Cantidad expresada en MW;  $y$ ,
  - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (viii) Demás parámetros de la Oferta de la Unidad de Central Eléctrica:
- (A) Capacidad de rampa. Representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico de la Unidad de Central Eléctrica. Dichas capacidades se podrán definir por separado para subir y para bajar. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
  - (B) Tiempos de notificación. Representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de arranque se recibe del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluyen en las ofertas diarias.
  - (C) Tiempo de arranque. Representa el tiempo requerido entre el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema y el momento en el que la Unidad de Central Eléctrica es liberada para despacho por el CENACE. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.

- (D) Tiempo mínimo de operación. Representa el número mínimo de horas de operación en un límite mínimo de despacho o por encima de éste que, una vez que se libere para despacho por el CENACE, la Unidad de Central Eléctrica requiere para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
- (E) Tiempo mínimo de paro. Representa el número mínimo de horas que, una vez completada su salida de operación, una Unidad de Central Eléctrica requiere permanecer fuera de línea para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
- (F) Tiempos umbrales de paro. El número de horas que la Unidad de Central Eléctrica debe estar fuera de línea para que el siguiente arranque se considere arranque tibio, y el tiempo para que se considere arranque frío. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.

### **2.8.3 Ofertas de Venta de unidad con distintas configuraciones.**

- (a) Las Ofertas de Venta que presenten los Participantes del Mercado correspondientes a una Unidad de Central Eléctrica que tenga configuraciones mutuamente excluyentes, serán consideradas como una misma Oferta de Venta proveniente de una Central Eléctrica Agregada, aunque incluyan diversas configuraciones factibles de la Central Eléctrica respectiva.
- (b) Se considera que una Unidad de Central Eléctrica tiene configuraciones mutuamente excluyentes cuando se trate de una unidad con tecnología de ciclo combinado, conmutación de combustibles, cambio de molinos de bolas o algún otro cambio que requiera una transición de configuraciones.
- (c) Se emitirá una Oferta de Venta para cada hora del Día de Operación que abarca cada configuración factible en relación con la Unidad de Central Eléctrica y deberá contener la siguiente información:
  - (i) Identificación (ID) de la Unidad de Central Eléctrica, la cual no podrá ser modificada por el Participante del Mercado;
  - (ii) Pertenencia a un grupo de Unidades de Centrales Eléctricas, para efectos de establecer un límite de energía disponible en total para ese grupo, expresada en MWh;
  - (iii) Tipos de combustible. Se deberán establecer los tipos de combustible y sus porcentajes de utilización en el despacho. Los tipos de combustible deberán ser consistentes con los tipos de combustibles registrados conforme al Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado;
  - (iv) Alguno de los siguientes estatus de asignación para cada configuración:
    - (A) No disponible. El CENACE no considerará a la configuración correspondiente de la Unidad de Central Eléctrica en los procesos de asignación de unidades ni en las aplicaciones de despacho;
    - (B) Económica. El CENACE considerará a la configuración correspondiente de la Unidad de Central Eléctrica en todos los procesos de asignación de unidades y en las aplicaciones de despacho; y,
    - (C) Operación obligada. La configuración correspondiente de la Unidad de Central Eléctrica estará asignada en todos los procesos y el CENACE la considerará en las aplicaciones de despacho.
  - (v) Ofertas de transición. Se debe reportar cuáles de las transiciones entre configuraciones de operación son factibles de realizar;
  - (vi) Límites de despacho económico para cada configuración. Se deberán establecer el Límite de Despacho Económico Máximo y el Límite de Despacho Económico Mínimo, expresados en MW;
  - (vii) Límites de despacho de emergencia. Se deberá establecer el Límite de Despacho de Emergencia Máximo y el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, expresados en MW;

- (viii) Oferta económica para cada configuración de la Unidad de Central Eléctrica:
- (A) Oferta de arranque (para cada configuración que tenga la capacidad de realizar un arranque desde fuera de línea). El costo en que incurre una Unidad de Central Eléctrica desde que está fuera de línea e inicia operaciones hasta que se sincroniza al Sistema Eléctrico Nacional y está disponible para el despacho económico;
  - (B) Oferta de operación en vacío (para cada configuración). El valor de la curva de costos de una Unidad de Central Eléctrica en un nivel de producción de cero, no obstante, no indica que la Unidad de Central Eléctrica tenga la posibilidad de operar en un nivel de producción cero en dicha configuración;
  - (C) Oferta incremental (para cada configuración). El costo marginal de cada MW de producción de energía neta sostenido durante una hora:
    - (I) Cada punto en la curva de oferta incremental consiste de una cantidad expresada en MW y un costo marginal expresado en \$/MWh;
    - (II) La oferta incremental podrá ser especificada en hasta 11 segmentos a partir del nivel de operación en vacío hasta cuando menos el Límite de Despacho de Emergencia Máximo;
    - (III) Para la definición de los segmentos, la oferta podrá consistir en hasta 12 puntos. El primer punto tendrá cantidad de cero, y no se designa por el representante de la Unidad de Central Eléctrica. El representante ofrecerá la cantidad máxima que delimita el primer segmento, y el precio de dicho segmento; y,
    - (IV) Para cada segmento sucesivo, el representante ofrecerá la cantidad máxima que delimita dicho segmento, y el precio del segmento. Los puntos sucesivos deberán ser iguales o mayores en precio que el segmento previo, estrictamente iguales o mayores en cantidad.
  - (D) Oferta de Venta para Regulación Secundaria de Frecuencia (para cada configuración):
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (E) Oferta de Venta para Reserva Rodante de 10 minutos (para cada configuración):
    - (I) Cantidad expresada en MW y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (F) Oferta de Venta para Reserva No Rodante de 10 minutos (para cada configuración):
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (G) Oferta de Venta para Reserva Rodante Suplementaria (para cada configuración):
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (H) Oferta de Venta para Reserva No Rodante Suplementaria (para cada configuración):
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (ix) Oferta económica para el costo de transición entre configuraciones (para cada transición que sea factible de realizar):
- (I) Configuración de origen;
  - (II) Configuración destino; y,
  - (III) Costo de la transición hasta que la segunda configuración esté disponible para el despacho económico, expresado en \$.

- (x) Demás parámetros de la Oferta para cada configuración de la Unidad de Central Eléctrica:
  - (A) Capacidad de rampa. Para cada configuración, representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico de la Unidad de Central Eléctrica. Dichas capacidades se podrán definir por separado para subir y para bajar. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
  - (B) Tiempos de notificación. Para cada configuración que tenga la capacidad de realizar un arranque desde fuera de línea, representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de arranque se recibe del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema en la configuración dada. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluyen en las ofertas diarias.
  - (C) Tiempo de arranque. Representa el tiempo requerido entre el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema en la configuración dada y el momento en el que la Unidad de Central Eléctrica es liberada para despacho por el CENACE. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluyen en las ofertas diarias.
  - (D) Tiempo mínimo de operación. Representa el número mínimo de horas de operación en un límite mínimo de despacho o por encima de éste que, una vez que se libere para despacho por el CENACE, la Unidad de Central Eléctrica requiere en la configuración dada para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
  - (E) Tiempo mínimo de paro. Representa el número mínimo de horas que, una vez completada su salida de operación, una Unidad de Central Eléctrica requiere permanecer fuera de línea para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
  - (F) Tiempos umbrales de paro. El número de horas que la configuración dada de la Unidad de Central Eléctrica debe estar fuera de línea para que el siguiente arranque se considere arranque tibio, y el tiempo para que se considere arranque frío. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
- (xi) Demás parámetros de la Oferta para cada transición entre configuraciones de la Unidad de Central Eléctrica que sea factible de realizar:
  - (A) Tiempos de notificación. Para cada transición, representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de transición se recibe del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema en la configuración dada. Se podrán especificar diferentes tiempos de notificación para transiciones en frío, en tibio y en caliente. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluyen en las ofertas diarias.

#### **2.8.4 Ofertas de Venta de unidad de central hidroeléctrica.**

- (a) Las Ofertas de Venta que presenten los Participantes del Mercado para cada hora del Día de Operación por cada unidad de central hidroeléctrica, deberán contener los siguientes parámetros:
  - (i) Identificación (ID) de la Unidad de Central Eléctrica, la cual no podrá ser modificada por el Participante del Mercado;
  - (ii) Alguno de los siguientes estatus de asignación:
    - (A) No disponible. El CENACE no considerará a la Unidad de Central Eléctrica en los procesos de asignación de unidades ni en las aplicaciones de despacho;
    - (B) Económica. El CENACE considerará a la Unidad de Central Eléctrica en todos los procesos de asignación de unidades y en las aplicaciones de despacho; y,
    - (C) Operación obligada. La Unidad de Central Eléctrica estará asignada en todos los procesos y el CENACE la considerará en las aplicaciones de despacho.

- (iii) Límites de despacho económico. Se deberán establecer el Límite de Despacho Económico Máximo y el Límite de Despacho Económico Mínimo, expresados en MW;
- (iv) Límites de despacho de emergencia. Se deberán establecer el Límite de Despacho de Emergencia Máximo y el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, expresados en MW;
- (v) Pertenencia a un grupo de Unidades de Centrales Eléctrica, para efectos de establecer un límite de energía disponible en total para ese grupo, expresada en MWh; en particular, las centrales hidroeléctricas pueden ofrecer una cantidad máxima de energía, expresada en MWh, a producir por día con el conjunto de unidades asociadas al mismo embalse;
- (vi) Oferta económica de la Unidad de Central Eléctrica:
  - (A) Oferta incremental basada en costo de oportunidad. El CENACE calculará el costo de oportunidad para cada grupo de Unidades de Central Eléctrica, para el cual se ha establecido una cantidad máxima de energía a producir por día.
  - (B) Oferta de Venta para Regulación Secundaria de Frecuencia:
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (C) Oferta de Venta para Reserva Rodante de 10 minutos:
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (D) Oferta de Venta para Reserva No Rodante de 10 minutos:
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (E) Oferta de Venta para Reserva Rodante Suplementaria:
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
  - (F) Oferta de Venta para Reserva No Rodante Suplementaria:
    - (I) Cantidad expresada en MW; y,
    - (II) Costo expresado en \$/MWh.
- (vii) Demás parámetros de la Oferta de la Unidad de Central Eléctrica:
  - (A) Capacidad de rampa. Representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico de la Unidad de Central Eléctrica. Dichas capacidades se podrán definir por separado para subir y para bajar. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.
  - (B) Tiempos de notificación. Representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de arranque se recibe del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluyen en las ofertas diarias.
  - (C) Tiempo de arranque. Representa el tiempo requerido entre el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema y el momento en el que la Unidad de Central Eléctrica es liberada para despacho por el CENACE. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluyen en las ofertas diarias.
  - (D) Tiempo mínimo de operación. Representa el número mínimo de horas de operación en un límite mínimo de despacho o por encima de éste que, una vez que se libere para despacho por el CENACE, la Unidad de Central Eléctrica requiere para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.

- (E) Tiempo mínimo de paro. Representa el número mínimo de horas que, una vez completada su salida de operación, una Unidad de Central Eléctrica requiere permanecer fuera de línea para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones. Se toma de los Parámetros de Referencia registrados, no se incluye en las ofertas diarias.

#### **2.8.5 Ofertas de Venta de Recursos Intermitentes Despachables.**

- (a) Las Ofertas de Venta para cada hora del Día de Operación que presenten los recursos intermitentes despachables, deberán contener la siguiente información:
- (i) Identificación (ID) de la Unidad de Central Eléctrica, la cual no podrá ser modificada por el Participante del Mercado;
  - (ii) Límites de despacho económico: Se deberán establecer el Límite de Despacho Económico Máximo y el Límite de Despacho Económico Mínimo, expresados en MW. El límite de despacho máximo debe basarse en el pronóstico de la potencia media de generación durante el intervalo, expresada en MW, y se asume el Límite de Despacho Económico Mínimo igual a cero.
  - (iii) Oferta Económica de la Unidad de Central Eléctrica:
    - (A) Oferta incremental. El costo marginal de cada MW de producción de energía neta sostenido durante una hora.
      - (I) Cada segmento de la curva de oferta incremental consiste de una cantidad expresada en un % de la potencia media de generación pronosticada y un costo marginal constante para ese % de la potencia pronosticada, expresado en \$/MWh.
      - (II) La oferta incremental podrá especificarse hasta en 3 segmentos a partir del nivel de operación en vacío, y hasta el 100% de la potencia de generación pronosticada.
      - (III) Para la definición de los segmentos, la oferta podrá consistir de hasta 4 puntos. El primer punto tendrá cantidad de cero, y no se designa por el representante de la Unidad de Central Eléctrica. El representante ofrecerá el porcentaje máximo que delimita el primer segmento, y el precio de dicho segmento;
      - (IV) Para cada segmento sucesivo, el representante ofrecerá el porcentaje máximo que delimita dicho segmento, y el precio del segmento. El precio de los segmentos sucesivos deberá ser igual o mayor que el costo incremental del segmento previo.

#### **2.8.6 Ofertas de Programa Fijo.**

- (a) Se utilizarán por el Generador de Intermediación para las Unidades de Central Eléctrica que representa, así como por Unidades de Central Eléctrica no despachables. Las Ofertas de Venta para cada hora del Día de Operación correspondientes a un recurso no programable, deberán contener la siguiente información:
- (i) Identificación (ID) de la Unidad de Central Eléctrica, el cual no podrá ser modificado por el Participante del Mercado; y,
  - (ii) Potencia de generación programada expresada en MW.

#### **2.8.7 Ofertas de Venta de Unidades de Propiedad Conjunta.**

- (a) El representante principal de la Unidad de Propiedad Conjunta utilizará alguno de los siguientes tipos de Oferta para la fracción de la unidad que representa:
- (i) Ofertas completas:
    - (A) Oferta de Venta de unidad de central térmica.
    - (B) Ofertas de Venta de unidad con distintas configuraciones.
    - (C) Ofertas de Venta de unidad de central hidroeléctrica.
    - (D) Ofertas de Venta de Recursos Intermitentes Despachables.
  - (ii) Ofertas de Programa Fijo. Cuando el representante principal es el Generador de Intermediación, o la unidad es no despachable.

- (b) Los representantes no-principales utilizarán los siguientes tipos de Ofertas:
  - (i) Ofertas complementarias:
    - (A) Oferta de Venta complementaria de unidad de central térmica.
    - (B) Oferta de Venta complementaria de unidad con distintas configuraciones.
    - (C) Oferta de Venta complementaria de unidad de central hidroeléctrica.
    - (D) Oferta de Venta complementaria de Recursos Intermitentes Despachables.
  - (ii) Ofertas de Programa Fijo. Cuando el representante no-principal es el Generador de Intermediación (sólo aplica en caso de los productores independientes de energía), o la unidad es no despachable.
- (c) La Oferta de Venta complementaria de unidad de central térmica, requiere para cada hora del Día de Operación:
  - (i) La potencia máxima ofrecida en MW, y
  - (ii) El costo marginal de la energía que se genere con la capacidad de generación ofrecida expresado en (\$/MWh).
- (d) Oferta de Venta complementaria de unidad con distintas configuraciones, requiere para cada hora del día y para cada configuración:
  - (i) La potencia máxima ofrecida en MW; y,
  - (ii) El costo marginal de la energía que se genere con la capacidad de generación ofrecida expresado en (\$/MWh).
- (e) La Oferta de Venta complementaria de unidad de central hidroeléctrica, requiere para cada hora del día, la potencia máxima ofrecida en MW.
- (f) La Oferta de Venta complementaria de Recursos Intermitentes Despachables, requiere para cada hora del día:
  - (i) La potencia máxima ofrecida en MW, basado en el pronóstico de la potencia media de generación durante el intervalo; y,
  - (ii) El costo marginal de la energía que se genere con la capacidad de generación ofrecida expresado en (\$/MWh).

## **2.9 Ofertas de Compra**

### **2.9.1 Condiciones Generales:**

- (a) Las Entidades Responsables de Carga deberán estar acreditados en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado para operar y para presentar Ofertas de Compra en el Mercado del Día en Adelanto y deberán utilizar los formatos que el CENACE establezca para tal efecto. Asimismo, los Generadores podrán hacer Ofertas de Compra en las Centrales Eléctricas, cuando éstas estén debidamente registradas, a fin de suministrar los usos propios de dichas Centrales Eléctricas u operar equipos de almacenamiento. Las referencias a Centros de Carga y las Entidades Responsables de Carga, para propósitos de Ofertas de Compra, incluyen estas Centrales Eléctricas y sus representantes.
- (b) Las Entidades Responsables de Carga deberán registrar y mantener actualizados los Parámetros de Referencia de los Centros de Carga que representen en términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado para presentar Ofertas de Compra en el Mercado del Día en Adelanto.
- (c) Las Ofertas de Compra se enviarán a través del Sistema de Recepción de Ofertas en los horarios establecidos en el presente Manual. Las Ofertas entregadas fuera de los horarios establecidos no serán utilizadas por el CENACE.
- (d) Los Participantes del Mercado que presenten Ofertas de Compra deberán hacerlo para cada hora del Día de Operación.
- (e) Las Ofertas de Compra para los Centros de Carga Directamente Modelados únicamente podrán ser presentadas en el NodoP correspondiente a dicho Centro de Carga.



- (f) Las Ofertas de Compra para los Centros de Carga Indirectamente Modelados únicamente podrán ser presentadas en las zonas de carga. El CENACE determinará los NodosP Distribuidos que corresponden a cada zona de carga mediante la definición de Vectores de Distribución de Carga.
  - (g) Las Ofertas de Compra para usos propios de Unidades de Central Eléctrica serán presentadas cuando la unidad no genere la energía necesaria para cubrir su consumo.
  - (h) En caso de que las Entidades Responsables de Carga elijan la opción de que el CENACE realice ofertas por omisión basadas en su Pronóstico de Demanda, éstas serán utilizadas cuando no envíen una Oferta de Compra válida para un Centro de Carga en los términos del presente Manual.
- 2.9.2** Ofertas de Compra fijas para el Mercado del Día en Adelanto. Las Ofertas de Compra para cada hora del Día de Operación que presenten las Entidades Responsables de Carga correspondientes a un Centro de Carga, deberán contener los siguientes parámetros:
- (a) Cantidad en MW; y,
  - (b) NodoP Elemental o Distribuido (zona de carga) en la que realizará la compra.
- 2.10 Ofertas por omisión**
- 2.10.1** Los Parámetros de Referencia de capacidades, restricciones y costos registrados para cada Unidad de Central Eléctrica se utilizarán por el CENACE para construir una oferta del tipo que le corresponde o de los tipos que les corresponde a sus representantes.
- 2.10.2** Los Parámetros de Referencia caracterizan el comportamiento de la Unidad de Central Eléctrica en las condiciones del sitio en que se encuentra instalada sin considerar ninguna degradación adicional.
- 2.10.3** Los datos relacionados con costos se utilizarán para calcular el costo variable de producción de cada producto ofrecido al Mercado de Energía de Corto Plazo. Estos costos estarán definidos en términos de diversos costos de insumos, los cuales pueden ser indexados a diversos precios de referencia. Por ejemplo, se podrán incluir costos variables de combustible, costos variables de transporte de combustible y costos variables de operación y mantenimiento. Dichos costos se podrán proponer por el Participante del Mercado y estarán sujetos a las disposiciones establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
- 2.10.4** Las ofertas por omisión se construyen a partir de los Parámetros de Referencia registrados para cada Unidad de Central Eléctrica, de acuerdo con los siguientes conceptos:
- (a) En el caso de las Ofertas de Venta de unidad de central térmica o de unidad con distintas configuraciones, la oferta por omisión contiene cada uno de los parámetros relativos a sus capacidades y su flexibilidad de operación; mientras que, en lo relativo a costos, se aplican las fórmulas especificadas para cada concepto con base en los valores de los índices y los Parámetros de Referencia registrados y sujetos a las disposiciones establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado. En caso de los recursos de energía limitada, el costo de producción ofrecido se basará en el costo de oportunidad asociado a la limitación calculado por el CENACE. En caso de que la limitación se trate de un combustible, el costo de oportunidad del combustible se multiplicará por los regímenes térmicos aplicables y se sumará a los costos variables de operación y mantenimiento aplicables a fin de calcular las Ofertas de Venta. En caso de que la limitación se trate de la cantidad de energía que se puede producir, entonces el costo de oportunidad de la energía se utilizará directamente como Oferta de Venta.
  - (b) En el caso de las Ofertas de Venta complementarias de unidad de central térmica o complementarias de unidad con distintas configuraciones, el valor de la potencia máxima ofrecida será el valor de la capacidad correspondiente al representante, y la oferta incremental se determina con base en la fórmula especificada y en los valores de los índices y los Parámetros de Referencia registrados, o bien, el costo de oportunidad aplicable.
  - (c) En el caso de las Ofertas de Venta de unidad de central hidroeléctrica con embalse en las cuencas principales, la oferta por omisión contiene exactamente cada uno de los parámetros relativos a sus capacidades y su flexibilidad de operación, y en lo relativo a costos, para el costo de producción de energía se utiliza el costo de oportunidad calculado por el CENACE y para el costo de los Servicios Conexos se aplican las fórmulas especificadas para estos conceptos con base en los índices y los Parámetros de Referencia registrados.

- (d) En el caso de las Ofertas de Venta de Recursos Intermitentes Despachables, la oferta por omisión se establece como la potencia pronosticada para cada hora cuando el CENACE cuente con dicha información, o cero en caso contrario. La oferta incremental en cada hora se determina con base en la fórmula especificada y en los valores de los índices y los Precios de Referencia requeridos.
- (e) En el caso de las Ofertas de Venta para Unidades de Central Eléctrica de programa fijo, la oferta por omisión se establece como la potencia programada en cada hora, que es el valor generado en el último día observado.
- 2.10.5** En el caso de las Ofertas de Compra para Centros de Carga, la oferta por omisión se establece como la demanda pronosticada en cada hora por el CENACE.
- 2.10.6** De manera informativa, el CENACE comparará las Ofertas de Compra de los Centros de Carga con su consumo real y reportará a la Unidad de Vigilancia del Mercado aquellas Ofertas de Compra que se encuentren 10% por abajo o 10% por arriba de su consumo real. La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ordenar al CENACE utilizar la oferta por omisión correspondiente al Centro de Carga durante un periodo determinado, conforme a lo establecido en el Manual de Vigilancia del Mercado.
- 2.11 Consideración de transacciones del Generador de Intermediación**
- 2.11.1** El Generador de Intermediación presentará las Ofertas de Venta para las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, mediante Ofertas de programa fijo. Asimismo, El Generador de Intermediación presentará las Ofertas de Compra para los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, mediante Ofertas de Compra fijas para el Mercado del Día en Adelanto. Dichas Ofertas se presentarán en los mismos términos que las Ofertas presentadas por los demás Participantes del Mercado y observando para tal efecto lo que se indica en el presente Manual.
- 2.11.2** El Generador de Intermediación presentará Ofertas de Venta y Ofertas de Compra para cada hora del Día de Operación para cada una de las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 2.11.3** El Generador de Intermediación mantendrá actualizados los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica y de los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista. Para tal efecto, se cumplirán los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- 2.11.4** El Generador de Intermediación deberá cumplir los términos del Manual de Importaciones y Exportaciones para las importaciones y exportaciones de los Contratos de Interconexión Legados que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 2.11.5** Las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados tendrán el derecho de despacharse de conformidad con los términos establecidos en dichos Contratos. En caso de que dicho despacho resulte en penalizaciones en los términos de las Reglas del Mercado, dichas penalizaciones se cobrarán al Generador de Intermediación, el cual las repercutirá en los términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.

### **CAPÍTULO 3**

#### **Actividades Previas al Mercado del Día en Adelanto**

- 3.1 Requerimientos de Servicios Conexos**
- 3.1.1** Para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para que el CENACE establezca los requerimientos de Servicios Conexos para cada zona de reservas, se observarán las disposiciones contenidas en el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
- 3.2 Identificación de restricciones de transmisión**
- 3.2.1** El CENACE determinará diariamente los límites operativos de flujo de potencia en los enlaces de transmisión interregionales del Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California, el Sistema Interconectado Baja California Sur y el Sistema Interconectado Mulegé, que se considerarán para cada uno de los intervalos horarios de la Asignación y Despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto y de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en términos del presente Manual.

- 3.2.2** Los límites de transmisión que se consideren en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto y de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad deberán cumplir con los estándares de Confiabilidad emitidos por la CRE, considerando la topología de transmisión prevista para los intervalos horarios del Mercado del Día en Adelanto.
- 3.2.3** De manera similar para las condiciones de operación encontradas cada quince minutos, mediante la función de identificación de restricciones de seguridad, se establecerán los límites de transmisión.
- 3.2.4** La metodología utilizada para la identificación de las restricciones de transmisión se presenta en la Guía Operativa correspondiente.
- 3.3 Determinación de Recursos para Soporte del Sistema**
- 3.3.1** El CENACE diariamente y antes del Día de Operación, determinará los Recursos de Soporte del Sistema que serán utilizados en el Día de Operación para proveer soporte de voltaje, conforme a lo siguiente:
- (a) El CENACE determinará el uso de los Recursos de Soporte del Sistema, exclusivamente cuando sean necesarios para cumplir los estándares de Confiabilidad emitidos por la CRE.
  - (b) Cuando más de un Recurso de Soporte del Sistema tenga la capacidad de asegurar el cumplimiento de estándares de Confiabilidad emitidos por la CRE, el CENACE determinará el uso que tenga menor costo para el Sistema Eléctrico Nacional.
  - (c) Cuando la necesidad de Recursos de Soporte del Sistema se pueda determinar con anterioridad a la realización del Mercado del Día en Adelanto, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que se requerirán en operación en modo de Generador y les dará el estatus de "asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad" para dicho mercado. Asimismo, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que se requerirán en operación en modo de condensador síncrono y les dará el estatus de no disponible para dicho mercado.
  - (d) Cuando la necesidad de Recursos de Soporte del Sistema se determine después de la realización del Mercado del Día en Adelanto, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que se requerirán en operación en modo de Generador y les dará el estatus de "asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad" para el Mercado de Tiempo Real. Asimismo, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que se requerirán en operación en modo de condensador síncrono y les dará el estatus de no disponible para dicho mercado.
  - (e) El CENACE notificará a los Participantes del Mercado que representan Recursos de Soporte del Sistema el periodo de tiempo, la cantidad de potencia reactiva, así como el control de voltaje requerido para cada hora, inmediatamente al determinar su uso.
  - (f) Los Participantes del Mercado deberán notificar inmediatamente cualquier cambio en la disponibilidad del Recurso de Soporte del Sistema que pudiera poner en riesgo su capacidad para proporcionar la potencia reactiva y el control de voltaje requeridos.
- 3.4 Pronósticos**
- 3.4.1** El CENACE determinará diariamente los Pronósticos de Demanda que serán utilizados en las aplicaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo conforme lo dispone el Manual de Pronósticos.
- 3.5 Preparación del Modelo Comercial de Mercado**
- 3.5.1** El CENACE construirá diariamente el Modelo Comercial de Mercado con la topología prevista para cada uno de los intervalos horarios de los siguientes 7 días conforme lo dispone el Manual de Modelos de Red Eléctrica para el Mercado. Para realizar este proceso, se considerarán las disponibilidades programadas para los 7 días siguientes de los diferentes elementos del Modelo de la Red Física.
- 3.6 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido**
- 3.6.1** El CENACE realizará diariamente el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido para los tres sistemas interconectados. Los resultados de dicha asignación serán publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado antes del cierre de recepción de Ofertas del Mercado del Día en Adelanto.

- 3.6.2** El CENACE llevará a cabo el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido para cada sistema interconectado en forma independiente. Los objetivos de este proceso son:
- (a) Determinar el programa de arranques y paros para las Unidades de Central Eléctrica cuyos tiempos de notificación para arrancar son iguales o mayores a 7 horas.
  - (b) Determinar las Unidades de Central Eléctrica que deben ser declaradas por el CENACE con estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” en la última hora del Día de Operación, para evitar que en el Mercado del Día en Adelanto se tomen decisiones económicamente ineficientes, debido a la falta de visibilidad posterior al Día de Operación, como podrían ser:
    - (i) Parar una Unidad de Central Eléctrica al final del Día de Operación que pudiera requerirse para el siguiente Día de Operación y que no se podría arrancar oportunamente;
    - (ii) Parar una Unidad de Central Eléctrica al final del Día de Operación que pudiera requerirse para el siguiente Día de Operación cuando sería más económico dejarla en operación para evitar otro costo de arranque; o,
    - (iii) No arrancar una unidad con costos de arranque altos, porque requeriría acumular los beneficios de más de un día para justificarlo.
  - (c) Acoplar las decisiones de la planeación de la operación en el mediano plazo para los embalses en las cuencas principales, con las decisiones diarias del Mercado del Día en Adelanto, mediante el cálculo del costo de oportunidad y de un límite máximo diario a la energía generada en cada grupo de Unidades de Central Eléctrica que toman agua del mismo embalse.
  - (d) Proveer a los Participantes del Mercado con otras Unidades de Central Eléctricas que pertenecen a un grupo que tiene una limitación común en la producción de energía, o bien, Unidades de Central Eléctrica con limitaciones individuales en la producción de energía, el costo de oportunidad que representa la limitación considerada.
- 3.6.3** Los programas de arranque y paro de las Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido se determinarán diariamente bajo el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido, con la anticipación requerida.
- 3.6.4** El CENACE aplicará el modelo AU-CHT para resolver los siguientes problemas:
- (a) Primer problema: el horizonte considerado incluye 7 días naturales y empieza con el Día de Operación.
  - (b) Segundo problema: el horizonte considerado sólo incluye el Día de Operación.
- 3.6.5** Al resolver el primer problema, se consigue determinar el plan de arranques y paros de las Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido y se genera información que será utilizada para resolver el segundo problema.
- 3.6.6** La identificación de las unidades que deben tener estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” en la última hora del Día de Operación, se logra comparando la solución que se obtuvo del segundo problema con la solución obtenida del primer problema. Específicamente, dicho estatus aplicará a las unidades que estén asignadas para operación en el primer problema, pero no en el segundo, para la última hora del Día de Operación.
- 3.6.7** La solución del segundo problema proveerá los costos de oportunidad para las unidades de cada grupo de Unidades de Central Eléctrica que toman agua del mismo embalse, sujeta a un límite máximo diario a la energía generada. Específicamente, el costo de oportunidad será igual al valor de la variable dual (precio sombra) de la restricción correspondiente. Asimismo, proveerá el costo de oportunidad para las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica que pertenecen a un grupo que tiene una limitación común en la producción de energía.
- 3.6.8** El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos para los 7 días naturales siguientes, a fin de utilizarlos en el modelo AU-CHT:
- (a) Del Modelo Comercial del Mercado:
    - (i) La topología esperada para cada una de las horas de los 7 días naturales siguientes; y,
    - (ii) Las restricciones de transmisión existentes.

- (b) Información del conjunto de Recursos de Soporte del Sistema determinado simultáneamente con las restricciones de transmisión que se estima estarán operando en cada hora de los 7 días naturales siguientes.
- (c) Demanda horaria esperada en cada NodoP para los siguientes 7 días naturales, con base en Pronósticos de Demanda calculados por el CENACE, y mediante los factores de distribución horarios de carga a nivel nodal.
- (d) Ofertas de Venta de Participantes del Mercado, con base en las Ofertas del día más reciente y tomando en cuenta cualquier mantenimiento programado.
- (e) Limitaciones sobre la energía diaria de las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica para los siguientes 7 días naturales.
- (f) Ofertas de los Participantes del Mercado para exportar o importar energía, con base en las Ofertas del día más reciente.
- (g) Unidades de Central Eléctrica que como resultado del proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido realizado en cada uno de los seis días previos, ya tienen un arranque para el programa de uno o varios días con estatus de operación obligada. Los cambios de las Ofertas de Venta de estas unidades para los días en los que ya se decidió su programa de arranques y paros serán ignorados, excepto por cambios en las capacidades ofrecidas o la indisponibilidad de alguna unidad.
- (h) Estado inicial del sistema, el cual incluye el estado inicial esperado de todas las Unidades de Central Eléctrica como resultado del programa del Mercado del Día en Adelanto para el Día de Operación actual, tomando en cuenta cualquier asignación adicional emitida mediante la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, y el nivel del agua almacenada en cada uno de los embalses en las cuencas principales. La caracterización del estado inicial de una Unidad de Central Eléctrica requiere especificar lo siguiente:
  - (i) Si la Unidad de Central Eléctrica está fuera de línea, arrancando, cambiando su configuración o generando normalmente, se debe indicar cuánto tiempo ha estado en esa condición;
  - (ii) Si está arrancando, se especificará la configuración de arranque;
  - (iii) Si está cambiando de configuración, se identifican tanto la configuración actual como la configuración que tendrá;
  - (iv) Si está generando, se especifica el valor del nivel de generación y la configuración en que se encuentra.
- (i) Políticas de operación de los embalses. En los términos del Manual de Costos de Oportunidad, los objetivos semanales a alcanzar por cada embalse, mismos que pueden expresarse en términos de metas serán los siguientes:
  - (i) Energía semanal a producir con las Unidades de Central Eléctrica en el embalse;
  - (ii) Volumen semanal de agua a turbinar con las Unidades de Central Eléctrica en el embalse;
  - (iii) Nivel del agua almacenada que debe alcanzarse al final del último día considerado;
  - (iv) Turbinar el máximo volumen que sea posible en la semana; o,
  - (v) Turbinar el mínimo volumen de agua posible en la semana, mientras no exista la oportunidad de reemplazar energía con un costo unitario mayor que un valor especificado.
- (j) Modelos detallados del sistema hidroeléctrico, que incluyen:
  - (i) La conectividad de los embalses en las cuencas principales;
  - (ii) Modelos que relacionan el nivel de generación de las unidades de central hidroeléctrica con el gasto turbinado y la carga hidráulica;
  - (iii) Modelos que relacionan el nivel del agua con el volumen de agua almacenada en los embalses;
  - (iv) Modelos que relacionan la elevación del nivel del agua en el desfogue con el gasto turbinado y vertido; y,
  - (v) Modelos de pérdidas de carga hidráulica en los ductos.

- (k) Límites físicos u operativos para el sistema hidroeléctrico para los 7 días naturales siguientes, varios de ellos establecidos por la Comisión Nacional del Agua:
    - (i) Límites máximos y mínimos por hora del nivel del agua almacenada en los embalses;
    - (ii) Gastos máximos y mínimos por hora, sobre las vías de descarga;
    - (iii) Programa de vertido de agua en un embalse, especificando el volumen programado en cada hora para los 7 días naturales siguientes.
  - (l) Valores esperados de las inyecciones y extracciones de agua a cada embalse en cada hora para los 7 días naturales siguientes, distintos a los volúmenes turbinados o a los volúmenes vertidos aguas arriba o por el propio embalse.
- 3.6.9** El CENACE realizará una o varias corridas exploratorias del modelo AU-CHT. Para tal efecto, el CENACE utilizará un conjunto de variables artificiales con penalizaciones asociadas a diversas restricciones en el modelo AU-CHT. Dichas variables se utilizarán con el único propósito de detectar la existencia de insumos erróneos o incongruentes y que por consecuencia haría no factible la solución.
- 3.6.10** Una vez que el CENACE detecte las anomalías y corrija la información, inhabilitará las variables artificiales utilizadas. Las corridas exploratorias permitirán que el CENACE detecte Unidades de Central Eléctrica con estatus de operación obligada por autoasignación que deberán ser instruidas a parar para obtener una solución factible.
- 3.6.11** En este proceso se podrán relajar las restricciones de transmisión cuando sea necesario, a efecto de evitar cortes de carga para obtener la solución del problema, siempre y cuando el CENACE observe las disposiciones siguientes:
- (a) Definir el porcentaje máximo de relajación de los límites en cada enlace de transmisión, expresado en MW, el cual será menor o igual al 5% de la capacidad máxima de transmisión del enlace;
  - (b) Integrar variables de relajación a cada restricción de transmisión, las cuales podrán tomar valores entre cero y el porcentaje antes mencionado; y
  - (c) Utilizar un costo de penalización a las variables de relajación de las restricciones de transmisión igual al 90% de la diferencia entre el valor de la energía no suministrada y el costo marginal de generación más alto en el sistema, el cual será publicado en el Sistema de Información del Mercado.
- 3.6.12** En las corridas exploratorias del modelo de AU-CHT, el CENACE determinará la cantidad en que se relajarán las restricciones de transmisión. Una vez determinadas las cantidades, el CENACE utilizará estos resultados en el modelo AU-CHT para relajar las restricciones originales e inhabilitará las variables de relajación.
- 3.6.13** La solución del modelo AU-CHT determina de manera indicativa para cada hora de los 7 días naturales siguientes:
- (a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico.
  - (b) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica.
  - (c) Energía de importación y de exportación.
  - (d) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga, ya que la demanda pronosticada por el CENACE podría no ser suministrada en su totalidad.
  - (e) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.
  - (f) Volúmenes de agua turbinados por hora por las Unidades de Central Eléctrica y los volúmenes de agua almacenados al final de cada hora en cada embalse.
- 3.6.14** A partir de la solución que se obtenga para el horizonte de 7 días naturales, el CENACE establecerá el programa definitivo de arranques de las Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido para los últimos 6 días naturales del horizonte considerado. El programa definitivo de arranques incluirá los arranques incluidos en la solución indicativa que cumplen las siguientes condiciones:

- (a) La hora de la simulación en que ocurre el arranque es la hora 25 (correspondiente a la primera hora del segundo día de la simulación) o posterior. Esta restricción señala que la instrucción de arranque no se puede emitir mediante el Mercado del Día en Adelanto.
  - (b) El tiempo de notificación es menor a la hora de simulación en que ocurre el arranque, más 7 horas. Esta restricción señala que la Unidad de Central Eléctrica podrá cumplir con la instrucción.
  - (c) El tiempo de notificación es mayor o igual a la hora de simulación en que ocurre el arranque, menos 17 horas. Esta restricción señala que la Unidad de Central Eléctrica no podrá cumplir con la instrucción si se emite en el proceso de asignación de horizonte extendido que se lleva a cabo el día siguiente.
- 3.6.15** Para calcular la solución para el segundo de los dos problemas que se mencionan en la disposición 3.6.4, se aplicará lo siguiente:
- (a) Para cada embalse se calcula la energía generada por las unidades asociadas a cada embalse durante el primer día del horizonte de 7 días naturales. La energía calculada se utilizará como meta para el Día de Operación en la corrida del segundo problema del modelo AU-CHT.
  - (b) El CENACE preparará con antelación los mismos insumos que utilizó para resolver el primer problema, excepto que para los embalses se aplicará una política de energía a producir igual al valor calculado para el primer día en la corrida del horizonte de 7 días naturales.
- 3.6.16** Con las soluciones para los dos problemas que se mencionan en la disposición 3.6.4, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que deben ser consideradas con estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” en la última hora del Día de Operación, esto es que en el horizonte de 7 días naturales estas unidades están entregando Potencia en la última hora del Día de Operación, mientras que en el horizonte del Día de Operación no están entregando Potencia.
- 3.6.17** El CENACE obtendrá para el segundo problema los valores óptimos de las variables duales asociadas a las limitaciones energéticas de las unidades de cada grupo de Unidades de Central Eléctrica que cuenten con una restricción de energía para el día considerado. Para el problema dual de optimización, las variables discretas (que corresponden a las variables de decisiones de asignación de unidades) se fijarán en los valores determinados en la solución primal. Como resultado, el problema dual sólo tendrá la finalidad de determinar el valor óptimo de las variables duales continuas asociadas a las restricciones del modelo.
- 3.6.18** Los valores óptimos de las variables duales asociadas a las restricciones que limitan la generación máxima diaria de los grupos de unidades de centrales térmicas, sumados al costo real del insumo limitado (por ejemplo, gas natural en una región) implícito en el modelo, se utilizarán para calcular los costos de oportunidad de cada insumo limitado. Dichos costos de oportunidad deberán utilizarse para calcular las ofertas económicas con las que participará cada Unidad de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.
- 3.6.19** Similarmente, en el caso de las unidades de centrales hidroeléctricas en los embalses de las cuencas principales, el valor óptimo de la variable dual asociada al límite máximo a la generación diaria se utilizará para calcular el costo que el CENACE considere como la oferta de costos de generación en cada hora y cada unidad asociada al mismo embalse.
- 3.6.20** El CENACE publicará en el Registro de Instrucciones de Despacho las instrucciones de asignación de horizonte extendido que estarán basadas en los resultados obtenidos en la corrida final del modelo AU-CHT.
- 3.7 Modelo AU-CHT**
- 3.7.1** El modelo AU-CHT es un modelo de programación lineal con una mezcla de variables de decisión discretas y continuas con un horizonte de tiempo de uno hasta siete días naturales con intervalos horarios.
- 3.7.2** El modelo incorpora algunas funciones no-lineales que son linealizadas, por ejemplo, las pérdidas en el sistema son funciones no-lineales de las inyecciones y retiros nodales de potencia, éstas son representadas por conjuntos de planos tangenciales a la función no-lineal y, por tanto, mediante expresiones lineales de las variables de decisión. La relación no-lineal entre potencia de generación de una Unidad de Central Eléctrica con tecnología hidroeléctrica y el gasto turbinado también se linealiza para una carga hidráulica estimada (valores estimados del nivel del embalse, el nivel del desfogue y las pérdidas en conductos).

- 3.7.3** Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico.
  - (b) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica.
  - (c) Energía de importación y de exportación.
  - (d) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga.
  - (e) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 3.7.4** Las variables de decisión discretas son las consideradas en el inciso 3.7.3 (a) anterior. Las variables consideradas en los incisos (b), (c), (d) y (e) son continuas.
- 3.7.5** La función objetivo del modelo es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para todas las horas en el horizonte de planeación; el excedente a maximizar es igual a:
- (a) El valor monetario de la energía suministrada a los Centros de Carga al precio de la energía no suministrada, más,
  - (b) el valor de la energía exportada al precio ofrecido por el Participante del Mercado, más,
  - (c) el valor de los Servicios Conexos programados, al precio que el CENACE a nombre y por cuenta de los Participantes del Mercado está dispuesto a pagar, menos,
  - (d) los costos de los Participantes del Mercado por los arranques, cambios de configuración, generación de energía y suministro de Servicios Conexos, menos,
  - (e) el valor monetario de la energía importada al precio ofrecido por el Participante del Mercado, menos,
  - (f) los precios de penalización de cualquier restricción que no se respeta en el modelo.
- 3.7.6** Las restricciones consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Balancear las inyecciones y los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las pérdidas de transmisión;
  - (b) Respetar los límites de transmisión determinados por el CENACE, permitiendo relajaciones de hasta 5% sólo cuando éstas sean necesarias para evitar el corte de carga;
  - (c) Respetar el conjunto de restricciones lineales que modelan la función de pérdidas de transmisión;
  - (d) Satisfacer los requerimientos de Servicios Conexos en cada zona de reserva mientras resulte económicamente conveniente, permitiendo relajaciones cuando sea necesario para evitar el corte de carga, en función de los costos de penalización establecidos en las curvas de demanda de reservas;
  - (e) Respetar las cantidades máximas de energía a suministrar a los Centros de Carga que determinen los Pronósticos de Demanda;
  - (f) Respetar las limitaciones establecidas por los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, que en el caso más complejo serían:
    - (i) Tiempos mínimos de operación y paro,
    - (ii) Cambios de configuración factibles y tiempos requeridos para realizar los cambios,
    - (iii) Tiempos y rampas de arranque, y el valor de la potencia de sincronización,
    - (iv) Límite de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo,
    - (v) Tasas máximas para incrementar y para disminuir el nivel de generación en condiciones normales,
    - (vi) Capacidades ofrecidas para proporcionar los diversos Servicios Conexos.
  - (g) Limitar la venta de productos y servicios de cada Unidad de Central Eléctrica a las cantidades que cada una pueda efectivamente entregar en forma simultánea;
  - (h) Respetar los límites ofrecidos por los Participantes del Mercado que quieren importar o exportar energía;



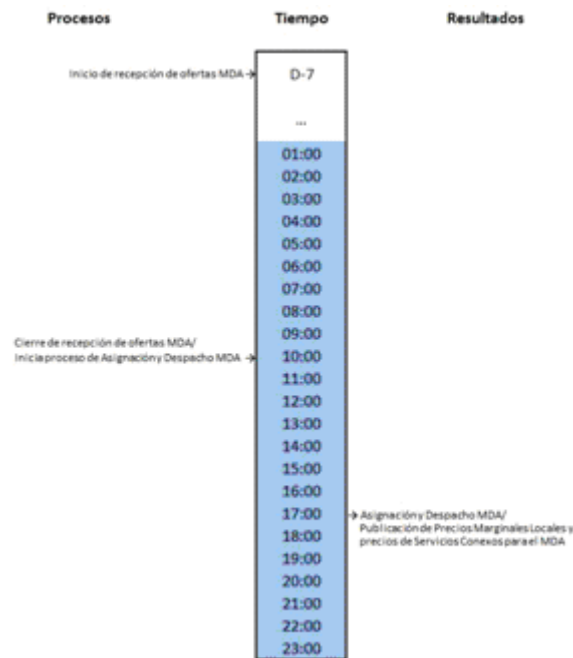
- (i) Satisfacer para cada embalse y cada hora, el balance entre el agua que ingresa y egresa;
- (j) Respetar los límites máximos y mínimos del volumen de agua almacenado en cada embalse;
- (k) Respetar los límites máximos y mínimos del volumen de agua descargado en cada hora sobre la vía de descarga de cada embalse;
- (l) Respetar la relación linealizada entre el nivel de generación y el gasto turbinado, en cada hora, por cada Unidad de Central Eléctrica con tecnología hidroeléctrica asociada a cada embalse;
- (m) Respetar las metas de la política de operación de los embalses, que se refieren a lo siguiente:
  - (i) Producción de energía en el horizonte considerado;
  - (ii) Volumen a turbinar en el horizonte considerado; o,
  - (iii) Volumen almacenado al final del horizonte considerado.
- (n) Respetar los límites máximos a la producción diaria de energía durante el periodo de planeación considerado en los demás grupos de Unidades de Central Eléctrica.

**CAPÍTULO 4**

**Mercado del Día en Adelanto**

**4.1 Secuencia de Eventos en el Mercado del Día en Adelanto**

- 4.1.1** A las 00:00 horas del séptimo día anterior al Día de Operación, el Sistema de Recepción de Ofertas se habilitará para recibir Ofertas para el Día de Operación.
- 4.1.2** Posteriormente, a las 10:00 del día anterior al Día de Operación se cerrará la ventana de recepción de Ofertas para el Mercado del Día en Adelanto y se iniciará el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto. Las ofertas recibidas en forma posterior a la hora de cierre, serán consideradas en los procesos de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y en los procesos del Mercado de Tiempo Real.
- 4.1.3** A las 17:00 se publicarán los resultados de la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, así como los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto y los precios para los Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto.
- 4.1.4** La secuencia de ejecución de los eventos que conciernen al Mercado del Día en Adelanto se muestra en la Figura 2.



**Figura 2. Secuencia de eventos en el Mercado del Día en Adelanto.**

**4.2 Recepción de Ofertas**

- 4.2.1** Todos los días, los Participantes del Mercado presentarán sus Ofertas correspondientes al Mercado del Día en Adelanto al CENACE, durante el periodo de recepción de Ofertas, el cual estará abierto desde 7 días naturales previos al Día de Operación hasta las 10:00 horas del día anterior al Día de Operación.
- 4.2.2** El Sistema de Recepción de Ofertas dentro del periodo de recepción de Ofertas del Mercado del Día en Adelanto, enviará automáticamente una notificación de rechazo al Participante del Mercado, en caso de que su Oferta no cumpla con los requisitos establecidos en el presente Manual.
- 4.2.3** El CENACE notificará inmediatamente al Participante del Mercado a través del Sistema de Información del Mercado que su Oferta ha sido rechazada, identificando claramente la causa del rechazo.
- 4.2.4** En caso de que la Oferta cumpla con todos los criterios establecidos en este Manual, el CENACE notificará al Participante del Mercado que su Oferta ha sido validada y que es consistente con los Precios de Referencia, y por lo tanto el CENACE la aceptará para su consideración en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 4.2.5** El Participante del Mercado podrá sustituir la Oferta enviada siempre y cuando ocurra dentro del periodo de recepción de Ofertas para el Mercado del Día en Adelanto.
- 4.2.6** Para la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto se tomará en cuenta solamente la última Oferta Validada y Consistente.
- 4.2.7** En caso de que se entreguen Ofertas no válidas o no se entreguen Ofertas antes de la conclusión del periodo de recepción de Ofertas del Mercado del Día en Adelanto, el CENACE utilizará la oferta por omisión basada en los Parámetros de Referencia registrados de la Unidad de Central Eléctrica, o en su defecto, los Parámetros de Referencia calculados por el CENACE. En el caso de las Entidades Responsables de Carga, el CENACE utilizará ofertas por omisión basadas en los Pronósticos de Demanda correspondientes, elaborados por el CENACE. El CENACE sólo usará ofertas por omisión en caso de que una Entidad Responsable de Carga elija la opción correspondiente. La oferta por omisión será vinculante y por lo tanto se considerará exigible para todos los efectos legales correspondientes.
- 4.2.8** En caso de que se entreguen Ofertas que no sean consistentes con los Precios de Referencia o que rebasen la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE aplicará los Precios de Referencia correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica para su consideración en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

**4.3 Asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto**

- 4.3.1** El CENACE iniciará diariamente el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto al cerrar el periodo de recepción de Ofertas para el Mercado del Día en Adelanto según el huso horario predominante en el sistema interconectado de que se trate. Los resultados de dicho proceso serán publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado a las 17:00 horas.
- 4.3.2** El CENACE llevará a cabo el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto para cada sistema interconectado en forma independiente.
- 4.3.3** El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos para un día natural dividido en intervalos horarios, a fin de utilizarlos en el modelo AU-MDA:
- (a) Del Modelo Comercial del Mercado;
    - (i) Topología esperada para cada una de las horas del Día de Operación;
    - (ii) Restricciones de transmisión;
    - (iii) Vectores de distribución de la demanda por zona de carga (para Centros de Carga Indirectamente Modelados);
    - (iv) Vectores de Distribución de Generación en cada zona de carga (para Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas);
    - (v) Factores de pérdidas técnicas para cada zona de carga; y
    - (vi) Factores de pérdidas no técnicas para cada zona de carga.

- (b) Información del conjunto de Recursos de Soporte del Sistema requeridos;
- (c) Demanda nodal a ser suministrada para cada hora del Día de Operación, calculada con las Ofertas de Compra por NodoP y por zona de carga de las Entidades Responsables de Carga y los datos del Modelo Comercial del Mercado;
- (d) Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado y limitaciones físicas de las Unidades de Central Eléctrica durante todo el Día de Operación;
- (e) Ofertas de los Participantes del Mercado para exportar o importar energía en cada hora del Día de Operación;
- (f) Unidades de Central Eléctrica que como resultado del proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido, ya tienen un programa de arranques y paros para uno o varios días con estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad”. Los cambios de las Ofertas de Venta de estas unidades para los días en los que ya se decidió su programa de arranques y paros serán ignorados, excepto por la reducción de las capacidades ofrecidas o la indisponibilidad de alguna unidad. Cuando se declara una indisponibilidad, la unidad se considerará indisponible desde el inicio de la indisponibilidad declarada hasta el final del Día de Operación;
- (g) El CENACE otorgará el estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” en la última hora a aquellas Unidades de Central Eléctrica que haya encontrado conveniente que operen durante la última hora del Día de Operación al ejecutar el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido. Lo anterior ocurrirá a menos que la Oferta de Venta actual de la Unidad de Central Eléctrica sea distinta de la Oferta que se utilizó en el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido;
- (h) Estado inicial previsto de las Unidades de Central Eléctrica al inicio del Día de Operación. La caracterización del estado inicial de una Unidad de Central Eléctrica requiere especificar lo siguiente:
  - (i) Si la unidad está fuera de línea, arrancando, cambiando su configuración, o generando normalmente;
  - (ii) En cualquiera de las condiciones anteriores, se debe indicar cuánto tiempo ha estado en esa condición;
  - (iii) Si la Unidad de Central Eléctrica está arrancando, se especificará la configuración de arranque;
  - (iv) Si está cambiando de configuración, se identifican tanto la configuración actual como la configuración que tendrá;
  - (v) Si está generando, se especifica el valor del nivel de generación y la configuración en que se encuentra; y,
  - (vi) El estado inicial de las Unidades de Central Eléctrica se especifica con base en el último programa de operación determinado en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto del día anterior, o bien, por la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad. Al respecto, el CENACE utilizará la información correspondiente a la última hora del día en curso, esto es, la hora anterior al inicio del periodo considerado para el Mercado del Día en Adelanto. El estado será corregido cuando se disponga de información adicional que indique la ocurrencia posterior de una salida forzada o de una reducción de la capacidad disponible.
- (i) Límite de generación máxima para el grupo de Unidades de Central Eléctrica asociadas a cada embalse en las cuencas principales para el Día de Operación, se calcula tomando como base el valor de la energía producida con dichas unidades según los resultados del proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido; para el límite máximo, el valor de la energía producida se incrementa en 5%. Este límite evita desviaciones importantes en la utilización de agua estimada por los procesos de planeación de mediano plazo. Las guías operativas podrán establecer factores de incremento mayores al 5% en caso de requerir mayor flexibilidad por parte de estas unidades.
- (j) Límite para la generación máxima diaria de cada grupo de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica, de acuerdo con las Ofertas de Venta realizadas por los representantes de dichas unidades, o en su defecto, la información recibida de los Administradores de Gas Natural.

- 4.3.4** El CENACE utilizará un conjunto de variables artificiales con penalizaciones para diversas restricciones en el modelo AU-MDA. Dichas variables se utilizarán con el único propósito de detectar la existencia de insumos erróneos o incongruentes y que por consecuencia harían no factible la solución, para lo cual, el CENACE realizará una o varias corridas exploratorias del modelo AU-MDA.
- 4.3.5** Una vez que el CENACE detecte las anomalías y corrija la información inhabilitará las variables artificiales utilizadas, con la finalidad de eliminar la posibilidad de distorsionar las decisiones o los precios de la energía y Servicios Conexos debido a los valores de las penalizaciones. Las corridas exploratorias permitirán que el CENACE detecte Unidades de Central Eléctrica con estatus de asignación de operación obligada por autoasignación que deberán recibir instrucciones de paro para obtener una solución factible.
- 4.3.6** En este proceso se podrán relajar las restricciones de transmisión cuando sea necesario, a efecto de evitar cortes de carga para obtener la solución del problema, siempre y cuando el CENACE observe las disposiciones siguientes:
- (a) Definir el porcentaje máximo de relajación de los límites en cada enlace de transmisión, expresado en MW, el cual será menor o igual al 5% de la capacidad máxima de transmisión del enlace;
  - (b) Integrar variables de relajación a cada restricción de transmisión, las cuales podrán tomar valores entre cero y el porcentaje antes mencionado; y
  - (c) Utilizar un costo de penalización a las variables de relajación de las restricciones de transmisión igual al 90% de la diferencia entre el valor de la energía no suministrada y el costo marginal de generación más alto en el sistema, el cual será publicado en el Sistema de Información del Mercado.
- 4.3.7** En las corridas exploratorias del modelo AU-MDA, el CENACE determinará la cantidad en que se relajarán las restricciones de transmisión. Una vez determinadas las cantidades, el CENACE utilizará estos resultados en el modelo AU-MDA para relajar las restricciones originales e inhabilitará las variables de relajación.
- 4.3.8** La solución del modelo AU-MDA determina para cada hora del Día de Operación:
- (a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico;
  - (b) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;
  - (c) Energía de importación y de exportación;
  - (d) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga; y,
  - (e) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 4.3.9** Adicionalmente, el modelo AU-MDA calcula lo siguiente para cada hora del Día de Operación:
- (a) Precios Marginales Locales y sus tres componentes: energía, congestión y pérdidas.
  - (b) Precios de los Servicios Conexos comerciados en el Mercado del Día en Adelanto para cada una de las zonas de reserva.
- 4.3.10** Los resultados de la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto que establecen obligaciones financieras vinculantes son los siguientes:
- (a) Energía horaria que venden los Participantes del Mercado, incluyendo energía proveniente de las importaciones;
  - (b) Energía horaria que compran los Participantes del Mercado, incluyendo energía destinada a la exportación; y,
  - (c) Compromisos de cada una de las Unidades de Central Eléctrica para suministrar los Servicios Conexos que requiere el Sistema Eléctrico Nacional.
- 4.3.11** El CENACE publicará en el Registro de Instrucciones de Despacho las instrucciones de asignación y despacho para el Día de Operación que estarán basadas en los resultados obtenidos en la corrida del modelo AU-MDA.

**4.4 Modelo AU-MDA**

- 4.4.1** El modelo AU-MDA es un modelo de programación lineal con una mezcla de variables de decisión discretas y continuas con un horizonte de tiempo de un día con intervalos horarios.
- 4.4.2** El modelo incorpora algunas funciones no-lineales que son linealizadas, por ejemplo, las pérdidas en el sistema son funciones no-lineales de las inyecciones y retiros nodales de potencia, éstas son representadas por conjuntos de planos tangenciales a la función no-lineal y, por tanto, mediante expresiones lineales de las variables de decisión.
- 4.4.3** La variable de decisión discreta considerada en el modelo es la siguiente:
- (a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico;
- 4.4.4** Las variables de decisión continuas consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;
  - (b) Potencia de importación y de exportación;
  - (c) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga; y
  - (d) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 4.4.5** La función objetivo del modelo es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para todas las horas del Día de Operación; el excedente a maximizar es igual a:
- (a) El valor monetario de la energía comprada por las Entidades Responsables de Carga al precio de la energía no suministrada; más,
  - (b) el valor de la energía exportada al precio ofrecido por el Participante del Mercado; más,
  - (c) el valor de los Servicios Conexos programados, al precio que el CENACE a nombre y por cuenta de los Participantes del Mercado está dispuesto a pagar; menos,
  - (d) los costos de los Participantes del Mercado por los arranques, cambios de configuración, generación de energía y suministro de Servicios Conexos; menos,
  - (e) el valor monetario de la energía importada al precio ofrecido por el Participante del Mercado.
- 4.4.6** Las restricciones consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Balancear las inyecciones y los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las pérdidas de transmisión;
  - (b) Respetar los límites de transmisión determinados por el CENACE, permitiendo relajaciones sólo cuando éstas sean necesarias para evitar el corte de carga;
  - (c) Respetar el conjunto de restricciones lineales que modelan la función de pérdidas de transmisión;
  - (d) Satisfacer los requerimientos de Servicios Conexos en cada zona de reserva mientras resulte económicamente conveniente, permitiendo relajaciones cuando sea necesario en función de los costos de penalización establecidos en las curvas de demanda de reservas;
  - (e) Respetar las cantidades máximas de energía a consumir especificadas en las Ofertas de Compra que realizan los Participantes del Mercado;
  - (f) Respetar las limitaciones establecidas por los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, que en el caso más complejo serían:
    - (i) Tiempos mínimos de operación y paro;
    - (ii) Cambios de configuración factibles y tiempos requeridos para realizar los cambios;
    - (iii) Tiempos de notificación y tiempos de arranque;
    - (iv) Límite de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo;
    - (v) Tasas máximas para incrementar y para disminuir el nivel de generación (rampas) en condiciones normales; y
    - (vi) Capacidades ofrecidas para proporcionar los diversos Servicios Conexos.

- (g) Limitar la venta de productos y servicios de cada Unidad de Central Eléctrica a las cantidades que cada una pueda efectivamente entregar en forma simultánea;
- (h) Respetar límites máximos a la producción diaria de energía de las Unidades de Central Eléctrica con tecnología hidroeléctrica asociadas a un mismo embalse;
- (i) Respetar límites máximos a la producción diaria energía de grupos de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica.

**4.4.7** Para calcular los Precios Marginales Locales y los precios de los Servicios Conexos, se fijan los valores de las decisiones de asignación (variables discretas) al valor obtenido en la corrida final del AU-MDA y se vuelve a ejecutar el modelo AU-MDA. El problema así replanteado sólo incluirá variables de decisión continuas, lo que hace posible determinar los valores óptimos de las variables duales correspondientes a cada una de las restricciones del problema en cada hora del Día de Operación.

**4.4.8** Para cada hora del Día de Operación, los componentes de los Precios Marginales Locales dependen de la selección de un nodo de referencia en cada sistema interconectado, aunque la suma de los componentes, es decir, los Precios Marginales Locales son independientes del nodo de referencia elegido. Los componentes de los Precios Marginales Locales se calculan a partir de:

- (a) Para el componente de energía de los Precios Marginales Locales. El valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción de balance de la potencia en el nodo de referencia, que por construcción es igual al valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción de balance del sistema que se considera en el modelo AU-MDA;
- (b) Para los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales. Los valores óptimos de las variables duales del conjunto de restricciones de transmisión que están activas en la solución óptima, multiplicado por la sensibilidad del flujo de potencia en los elementos de la red de transmisión respecto a inyecciones de potencia en cada nodo, cuando éstas son compensadas en el nodo de referencia; y,
- (c) Para los componentes de pérdidas de los Precios Marginales Locales. Los valores calculados en la condición óptima, de las derivadas parciales de las pérdidas respecto a inyecciones de potencia en cada nodo, cuando éstas son compensadas en el nodo de referencia.

**4.4.9** Para cada hora del Día de Operación, se determinan Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga, los cuales son utilizados para el cálculo de liquidaciones de los Centros de Carga indirectamente modelados.

**4.4.10** Los precios de los Servicios Conexos se obtienen a partir de los valores óptimos de las variables duales correspondientes a las cuatro restricciones que modelan las cantidades requeridas de Servicios Conexos. Para cada zona de reserva y cada hora, los precios de los Servicios Conexos se calculan como sigue:

- (a) En el caso de las Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las cuatro variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer, que son: el requisito de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia, el requisito de Reservas Rodantes, el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.
- (b) En el caso de las Reservas Rodantes de 10 minutos, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las tres variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer, que son: el requisito de Reservas Rodantes, el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.
- (c) En el caso de las Reservas No Rodantes de 10 minutos, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las dos variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer, que son: el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.
- (d) En el caso de las Reservas Rodantes Suplementarias y No Rodantes Suplementarias, su precio es igual al valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción a la que contribuye a satisfacer, que es: el requisito de Reservas Suplementarias.

- 4.4.11** Registro de información. Una vez que concluya el periodo de recepción de Ofertas, el CENACE procesará e incluirá la siguiente información en las bases de datos de los sistemas de información:
- (a) Modelo Comercial de la Red con la topología de la red de transmisión de cada intervalo horario del Día de Operación;
  - (b) Ofertas de Venta;
  - (c) Ofertas de Compra;
  - (d) Vectores de Distribución de Carga y Vectores de Distribución de Generación;
  - (e) Curvas de requerimientos de reservas;
  - (f) Límites horarios de transmisión;
  - (g) Pronóstico de Demanda;
  - (h) Programa de operación de los Recursos de Soporte del Sistema;
  - (i) Programa de arranque de las Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido; y,
  - (j) Estado inicial de las Unidades de Central Eléctrica utilizado.

**4.4.12** El CENACE registrará los resultados obtenidos del Mercado del Día en Adelanto en las bases de datos históricas del Mercado Eléctrico Mayorista y los publicará a través del Sistema de Información del Mercado.

#### **4.5 Publicación de precios y resultados**

**4.5.1** Para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para que el CENACE publique los Precios Marginales Locales y los demás resultados del Mercado del Día en Adelanto, se observarán las disposiciones contenidas en el Manual del Sistema de Información del Mercado.

### **CAPÍTULO 5**

#### **Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad**

##### **5.1 Características Generales**

- 5.1.1** El objetivo de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad es complementar la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto mediante la emisión de instrucciones de arranque adicionales, con el fin de asegurar que existirán suficientes Unidades de Central Eléctrica en línea para satisfacer la demanda de energía y Servicios Conexos en cada hora del Día de Operación.
- 5.1.2** La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad utilizará el Pronóstico de Demanda que determine el CENACE para el sistema, distribuido como cargas nodales en los NodosP con base en factores de distribución de carga.
- 5.1.3** Serán asignadas obligatoriamente aquellas Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, excepto por motivos de Confiabilidad.
- 5.1.4** La energía y Servicios Conexos que resulten de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad serán liquidados a precios del Mercado de Tiempo Real.
- 5.1.5** Las Unidades de Central Eléctrica asignadas en este proceso serán elegibles para recibir Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real.
- 5.1.6** Las Unidades de Central Eléctrica que hayan sido asignadas en el Mercado del Día en Adelanto y cuya asignación haya sido cancelada en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, recibirán la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado del Día en Adelanto. Esta cancelación sólo podrá darse por motivos de Confiabilidad.

##### **5.2 Proceso de Asignación**

**5.2.1** El proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad puede realizarse varias veces durante el día previo al Día de Operación para responder a cambios inesperados en las condiciones de los elementos del sistema, cambios en la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica o en los Pronósticos de Demanda. Este proceso debe llevarse a cabo por lo menos en una ocasión.

- 5.2.2** El CENACE llevará a cabo el primer proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad al finalizar la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto para cada sistema interconectado en forma independiente.
- 5.2.3** El CENACE dará a conocer los resultados del primer proceso a más tardar a las 20:00 horas del día previo al Día de Operación en el área pública del Sistema de Información del Mercado y dará a conocer los resultados de los demás procesos de forma inmediata previa su realización.
- 5.2.4** El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos para el Día de Operación dividido en intervalos horarios, a fin de utilizarlos en el modelo AU-GC:
- (a) Del Modelo Comercial del Mercado, obtendrá la información más reciente sobre:
    - (i) Topología esperada para cada una de las horas del Día de Operación; y
    - (ii) Restricciones de transmisión.
  - (b) Demanda nodal esperada para cada hora del Día de Operación. El CENACE calcula la demanda con base en el Pronóstico de Demanda por intervalo horario para el sistema y por los factores de distribución horarios de carga a nivel nodal.
  - (c) Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado y limitaciones físicas actualizadas de todas las Unidades de Central Eléctrica para el Día de Operación.
  - (d) Mantendrá sin cambio la información de las importaciones y exportaciones aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora del Día de Operación, a menos que esto haga imposible encontrar una solución.
  - (e) Información del conjunto de Recursos de Soporte del Sistema requeridos. Esta información se determina simultáneamente con los límites de transmisión para la red eléctrica que se estima estará operando en cada hora del Día de Operación. Este conjunto de recursos puede ser distinto al considerado en el Mercado del Día en Adelanto, debido a que pudieron haber ocurrido cambios en la red eléctrica y en general en la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica.
  - (f) Unidades de Central Eléctrica que como resultado del proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido, ya tienen un programa de arranques y paros para uno o varios días con estatus de "asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad". Los cambios de las Ofertas de Venta de estas unidades para los días en los que ya se decidió su programa de arranques y paros serán ignorados, excepto por la reducción de las capacidades ofrecidas o la indisponibilidad de alguna unidad. Cuando se declara una indisponibilidad, la unidad se considerará indisponible desde el inicio de la indisponibilidad declarada hasta el final del Día de Operación.
  - (g) Ofertas de Venta más recientes de las Unidades de Central Eléctrica que no hayan sido asignadas en el Mercado del Día en Adelanto, para estas unidades no se programará un arranque a menos que el arranque pueda notificarse en forma oportuna.
  - (h) Unidades de Central Eléctrica que en los resultados del Mercado del Día en Adelanto están asignadas para operar en ciertas horas, se considerarán como de operación obligada para operar en las mismas horas. Se permitirá anticipar el arranque de estas unidades siempre que pueda hacerse la notificación oportuna del mismo y no se violen restricciones propias de la unidad. Asimismo, se permitirá postergar un paro de estas unidades cuando no se violen las restricciones propias de la unidad.
  - (i) Unidades de Central Eléctrica que no fueron asignadas en los resultados del Mercado del Día en Adelanto, serán consideradas en los términos de su nueva Oferta. Se podrá programar el arranque de estas unidades siempre que pueda hacerse la notificación oportuna del mismo.
  - (j) Estado inicial de las Unidades de Central Eléctrica con base en el último programa de operación determinado en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto del día anterior, o bien, por la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad. Al respecto, el CENACE utilizará la información correspondiente a la última hora del día en curso, esto es, la hora anterior al inicio del periodo considerado para el Mercado del Día en Adelanto. El estado será corregido cuando se disponga de información adicional que indique la ocurrencia posterior de una salida forzada o de una reducción de la capacidad disponible.



- (k) El CENACE considerará el mismo límite máximo de generación diario que se utilizó en el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica asociadas a los embalses en las cuencas principales para el Día de Operación.
  - (l) Limitaciones esperadas a la producción de energía diaria de grupos de Unidades de Central Eléctrica térmicas, las cuales pueden ser distintas a las utilizadas en el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto cuando se presente un situación que lo justifique.
- 5.2.5** El CENACE utilizará un conjunto de variables artificiales con penalizaciones para diversas restricciones en el modelo AU-GC. Dichas variables se utilizarán con el único propósito de detectar la existencia de insumos erróneos o incongruentes y que por consecuencia harían no factible la solución, para lo cual, el CENACE realizará una o varias corridas exploratorias del modelo AU-GC.
- 5.2.6** Una vez que el CENACE detecte las anomalías y corrija la información, inhabilitará las variables artificiales utilizadas, con la finalidad de eliminar la posibilidad de distorsionar las decisiones de asignación. Las corridas exploratorias permitirán que el CENACE detecte Unidades de Central Eléctrica con estatus de asignación de operación obligada por autoasignación que deberán recibir órdenes de paro para obtener una solución factible. También puede ocurrir que se necesiten modificar las decisiones de importación o de exportación que se tomaron en el Mercado del Día en Adelanto para lograr una solución factible.
- 5.2.7** En este proceso se podrán relajar las restricciones de transmisión cuando sea necesario, a efecto de evitar cortes de carga para obtener la solución del problema, siempre y cuando el CENACE observe las disposiciones siguientes:
- (a) Definir el porcentaje máximo de relajación de los límites en cada enlace de transmisión, expresado en MW, el cual será menor o igual al 5% de la capacidad máxima de transmisión del enlace;
  - (b) Integrar variables de relajación a cada restricción de transmisión, las cuales podrán tomar valores entre cero y el porcentaje antes mencionado; y
  - (c) Utilizar un costo de penalización a las variables de relajación de las restricciones de transmisión igual al 90% de la diferencia entre el valor de la energía no suministrada y el costo marginal de generación más alto en el sistema, el cual será publicado en el Sistema de Información del Mercado.
- 5.2.8** En las corridas exploratorias del modelo AU-GC, el CENACE determinará la cantidad en que se relajarán las restricciones de transmisión. Una vez determinadas las cantidades, el CENACE utilizará estos resultados en el modelo AU-GC para relajar las restricciones originales e inhabilitará las variables de relajación.
- 5.2.9** La solución del modelo AU-GC determina para cada hora del Día de Operación: arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico, cuando éstos sean adicionales a las instrucciones calculadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
- 5.2.10** El CENACE llevará a cabo un análisis de seguridad de corriente alterna al resultado obtenido por el modelo AU-GC, a fin de evaluar si se cumplen los criterios de seguridad operativa establecidos en el Código de Red y sus disposiciones. En el caso de identificar que la solución no cumple dichos criterios, el CENACE asignará los Recursos de Soporte del Sistema adicionales que sean necesarios y ejecutará nuevamente el AU-GC, hasta que obtenga una solución que cumpla con los criterios de seguridad operativa.
- 5.2.11** Los resultados de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad que establecen obligaciones físicas son los siguientes:
- (a) Arranque de Unidades de Central Eléctrica que no estaban asignadas para operar en el Día de Operación dentro del programa del Mercado del Día en Adelanto.
  - (b) Anticipación o postergación de arranque o de paro de Unidades de Central Eléctrica que estaban programadas para operar en algún momento del Día de Operación como resultado del Mercado del Día en Adelanto.
  - (c) Paro de una Unidad de Central Eléctrica o la cancelación de su arranque por razones de Confiabilidad, esto es, para evitar la posibilidad de no encontrar una solución factible.
  - (d) Los cambios al programa de importaciones y exportaciones establecido en el Mercado del Día en Adelanto para evitar la imposibilidad de encontrar una solución.

**5.2.12** El CENACE publicará en el Registro de Instrucciones de Despacho las nuevas instrucciones de asignación y despacho para el Día de Operación que estarán basadas en los resultados obtenidos en la corrida final del modelo AU-GC.

### **5.3 Modelo AU-GC**

**5.3.1** La estructura del modelo AU-GC es igual a la del modelo AU-MDA, lo que cambia es el origen de los datos y el grado de libertad que se permite a las variables de decisión. En este modelo, no es necesario calcular los Precios Marginales Locales de la energía ni los precios de los Servicios Conexos.

**5.3.2** El modelo AU-GC es un modelo de programación lineal con una mezcla de variables de decisión discretas y continuas con un horizonte de tiempo de un día con intervalos horarios.

**5.3.3** Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:

- (a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico;
- (b) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;
- (c) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga; y,
- (d) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.

**5.3.4** La función objetivo del modelo es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para todas las horas del Día de Operación; el excedente a maximizar es igual a:

- (a) El valor monetario de la energía suministrada al precio de la energía no suministrada, más,
- (b) el valor de los Servicios Conexos programados, al precio que el CENACE a nombre y por cuenta de los Participantes del Mercado está dispuesto a pagar; menos,
- (c) los costos de los Participantes del Mercado por los arranques, cambios de configuración, generación de energía y suministro de Servicios Conexos.

**5.3.5** Las restricciones consideradas en el modelo son las siguientes:

- (a) Balancear las inyecciones y los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las pérdidas de transmisión.
- (b) Respetar los límites de transmisión determinados por el CENACE, permitiendo relajaciones sólo cuando éstas sean necesarias para evitar el corte de carga.
- (c) Respetar el conjunto de restricciones lineales que modelan la función de pérdidas de transmisión.
- (d) Satisfacer los requerimientos de Servicios Conexos en cada zona de reserva mientras resulte económicamente conveniente, permitiendo relajaciones cuando sea necesario en función de los costos de penalización establecidos en las curvas de demanda de reservas.
- (e) Respetar las cantidades máximas de energía a consumir especificadas en el Pronóstico de Demanda que elabora el CENACE.
- (f) Respetar las limitaciones establecidas por los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, incluyendo:
  - (i) Tiempos mínimos de operación y paro;
  - (ii) Cambios de configuración factibles y tiempos requeridos para realizar los cambios;
  - (iii) Tiempos y rampas de arranque, y el valor de la potencia de sincronización;
  - (iv) Límite de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo;
  - (v) Tasas máximas para incrementar y para disminuir el nivel de generación en condiciones normales;
  - (vi) Capacidades ofrecidas para proporcionar los diversos Servicios Conexos; y,
  - (vii) Limitar la venta de productos y servicios de cada Unidad de Central Eléctrica a las cantidades que cada una pueda efectivamente entregar en forma simultánea.
- (g) Importar o exportar la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (h) Respetar límites máximos de la producción diaria de energía de grupos de Unidades de Central Eléctrica (con tecnología hidroeléctrica o térmica) que presenten dichos límites.

**Capítulo 6****Mercado de Tiempo Real****6.1 Secuencia de Eventos en el Mercado de Tiempo Real**

- 6.1.1** A las 22:00 horas del día anterior al Día de Operación, se conocerá el último programa horario de arranques, paros y cambios de configuración de las Unidades de Central Eléctrica para el Día de Operación preparado en el proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
- 6.1.2** Posteriormente, cada cinco minutos se toma una muestra de los resultados del Estimador de Estado para identificar la topología de la red eléctrica que está operando, y conocer los valores estimados de las potencias de generación de las Unidades de Central Eléctrica, la demanda nodal y el flujo de potencia en las interconexiones internacionales.
- 6.1.3** Asimismo, cada quince minutos se utiliza la función de análisis de seguridad para determinar los límites de transmisión para las condiciones observadas en la muestra más reciente del Estimador de Estado.
- 6.1.4** Cada quince minutos el CENACE utilizará las funciones de Pronóstico de Demanda y pronóstico de generación intermitente para determinar sus valores esperados para los siguientes diez intervalos de quince minutos, tomando como punto de partida la demanda y la generación intermitente observada en la muestra más reciente de los resultados del Estimador de Estado.
- 6.1.5** Las Ofertas de Venta de energía y Servicios Conexos para el Mercado de Tiempo Real serán tomadas de la última Oferta Validada y Consistente con los Precios de Referencia de la Unidad de Central Eléctrica. Los ajustes a las Ofertas deberán entregarse 2 horas antes del inicio de la Hora de Operación.
- 6.1.6** Quince minutos antes del inicio de la Hora de Operación, el CENACE publicará la actualización del programa de arranques, paros y cambios de configuración de las Unidades de Central Eléctrica para la Hora de Operación, con detalle de quince minutos, preparado con base en los resultados del modelo AU-TR. Las decisiones que implican una obligación física se asientan en el Registro de Instrucciones de Despacho.
- 6.1.7** Cinco minutos antes de cada intervalo de quince minutos, dentro de la Hora de Operación, el CENACE publicará la asignación de reservas para suministrar los Servicios Conexos comerciados en el mercado y los puntos base del nivel de generación para las unidades que no operarán bajo el CAG centralizado en el intervalo de quince minutos. Las decisiones se determinan mediante el modelo DERS-MI. Las decisiones que implican una obligación física se asientan en el Registro de Instrucciones de Despacho.
- 6.1.8** Inmediatamente antes del inicio de cada intervalo de cinco minutos, dentro de la Hora de Operación, mediante el modelo DERS-I, el CENACE calculará los puntos base del nivel de generación de las Unidades de Central Eléctrica que estarán bajo el CAG centralizado, y los factores de participación económicos para aquellas unidades que participan en el despacho económico y en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Esta información será suministrada al CAG para ser utilizada durante el intervalo de cinco minutos.
- 6.1.9** La secuencia de ejecución de los modelos utilizados para tomar las decisiones rutinarias que conciernen al Mercado de Tiempo Real, se muestran en la Figura 3. Los nombres de los modelos tienen como sufijo la hora y el minuto en el que inicia el periodo para el que toman decisiones. Cuando el periodo tiene divisiones, éstas son señaladas. Se indica el tipo de decisiones que toman, por ejemplo: arranque, paro, asignación de reservas, despacho, entre otras. Con colores distintos se identifica si se trata de decisiones que se convierten en obligaciones de entrega física o sólo son decisiones que serán informadas de forma preventiva a los Participantes del Mercado. Por último, se muestran en forma aproximada los momentos en que inicia la recolección de datos y en el que termina el proceso con la emisión de las instrucciones correspondientes a las decisiones de cada modelo.

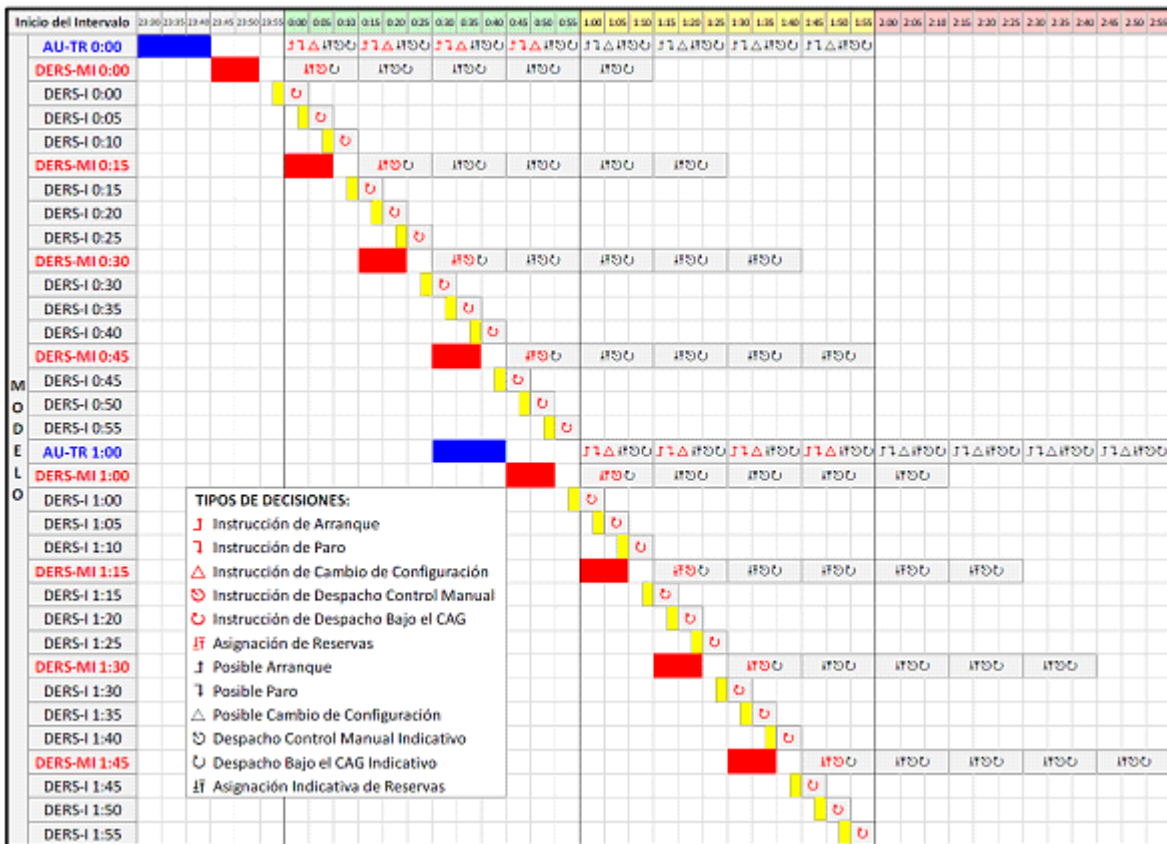


Figura 3. Secuencia de ejecución de modelos para el Mercado de Tiempo Real.

**6.2 Recepción de ofertas**

**6.2.1** Todos los días, los Participantes del Mercado presentarán sus Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real al CENACE, durante el periodo de recepción de ofertas, el cual estará abierto desde 7 días antes del día de operación y hasta 2 horas antes de la Hora de Operación.

**6.2.2** Los Participantes del Mercado podrán especificar que una misma Oferta de Venta puede ser utilizada para todos los Intervalos de Despacho del Día de Operación.

**6.2.3** Los parámetros de la Oferta de Venta del Mercado de Tiempo Real que podrán ser distintos de la Oferta de Venta presentada en el Mercado del Día en Adelanto son los siguientes:

- (a) Estatus de asignación;
- (b) Límite de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo; y,
- (c) Oferta de disponibilidad de reservas.

**6.2.4** Los Participantes del Mercado podrán especificar que una modificación de la Oferta de Venta surtirá efectos a partir de cierto Intervalo de Despacho del Día de Operación, el cual deberá establecer cuando presente su Oferta de Venta.

**6.2.5** El Sistema de Recepción de Ofertas enviará automáticamente una notificación de validación y asignará el estatus de Oferta Validada a las Ofertas que cumplan los requisitos establecidos en el presente Manual. Una vez validada, la Oferta de Venta será exigible para todos los efectos legales correspondientes.

**6.2.6** El Sistema de Recepción de Ofertas dentro del periodo de recepción de ofertas del Mercado de Tiempo Real, enviará automáticamente una notificación de rechazo al Participante del Mercado, en caso de que su Oferta no cumpla con los requisitos establecidos en el presente Manual.

- 6.2.7** El CENACE notificará inmediatamente al Participante del Mercado a través del Sistema de Información del Mercado que su Oferta ha sido rechazada, identificando claramente la causa del rechazo.
- 6.2.8** En caso de que la Oferta cumpla con todos los criterios establecidos en este Manual, el CENACE notificará al Participante del Mercado que su Oferta ha sido validada y que es consistente con los Precios de Referencia, y por lo tanto, el CENACE la aceptará para su consideración en el Mercado de Tiempo Real.
- 6.2.9** El Participante del Mercado podrá sustituir la Oferta enviada siempre y cuando ocurra dentro del periodo de recepción de ofertas para el Mercado de Tiempo Real.
- 6.2.10** El CENACE utilizará la última Oferta Validada y Consistente con los Precios de Referencia para la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real y para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad.
- 6.2.11** En caso de que se entreguen Ofertas de Venta no válidas o no se entreguen Ofertas de Venta antes de la conclusión del periodo de recepción de ofertas del Mercado de Tiempo Real, el CENACE utilizará la oferta por omisión basada en los Parámetros de Referencia registrados de la Unidad de Central Eléctrica, o en su defecto, los Parámetros de Referencia calculados por el CENACE. La oferta por omisión será vinculante y por lo tanto se considerará exigible para todos los efectos legales correspondientes.
- 6.2.12** En caso de que se entreguen Ofertas que no sean consistentes con los Precios de Referencia o que rebasen la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE aplicará los Precios de Referencia correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica para su consideración en el Mercado de Tiempo Real.
- 6.2.13** Los operadores de las Unidades de Central Eléctrica notificarán de inmediato cualquier cambio en la disponibilidad o en los planes operativos de sus recursos para el Día de Operación. Los cambios en los parámetros que deberán informar son los siguientes:
- (a) Disponibilidad de la unidad (disponible o no disponible);
  - (b) Límite de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo;
  - (c) Límite de Regulación Máximo y Límite de Regulación Mínimo;
  - (d) Disponibilidad para proporcionar el Servicio Conexo de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (disponible o no disponible).
- 6.2.14** Los operadores de las Unidades de Central Eléctrica utilizarán el Registro de Instrucciones de Despacho para notificar los cambios al CENACE. Los cambios notificados permanecerán vigentes hasta que los operadores de las Unidades de Central Eléctrica notifiquen el siguiente cambio.
- 6.3 Muestreo de los Resultados del Estimador de Estado**
- 6.3.1** El CENACE tomará cada cinco minutos el caso más reciente resuelto por el Estimador de Estado, con la finalidad de extraer la información que caracteriza la red eléctrica que está en servicio, los valores de las potencias de generación de las Unidades de Central Eléctrica conectadas a la red, la demanda nodal y los flujos de potencia activa en elementos de la red específicos.
- 6.3.2** Estos datos servirán como insumo para Pronósticos de Demanda y pronósticos de generación intermitente, para determinar las restricciones de seguridad del despacho o para conocer el nivel de generación de las unidades y los flujos de potencia activa en las líneas de interconexión con sistemas vecinos.
- 6.4 Pronósticos de Demanda y de generación intermitente**
- 6.4.1** El CENACE ejecutará antes del inicio de cada Intervalo de Despacho las funciones para el Pronóstico de Demanda y el pronóstico de generación intermitente, para los próximos diez Intervalos de Despacho.
- 6.4.2** La ejecución de un nuevo pronóstico antes del inicio del siguiente Intervalo de Despacho actualizará los valores determinados en la ejecución anterior.
- 6.5 Identificación de Restricciones de Seguridad en el Despacho**
- 6.5.1** El CENACE, para cada Intervalo de Despacho, deberá identificar las restricciones de transmisión que garanticen la Seguridad de Despacho en condiciones de funcionamiento normal o ante la ocurrencia de contingencias sencillas o contingencias múltiples.

- 6.5.2** La metodología utilizada para la identificación de las restricciones de transmisión de tiempo real se presenta en la Guía Operativa correspondiente.
- 6.5.3** Las restricciones de seguridad se pasarán continuamente a los modelos AU-TR, DERS-MI y DERS-I.
- 6.6 Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real**
- 6.6.1** El proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real se inicia a la mitad de cada hora del Día de Operación para cada sistema interconectado en forma independiente con un horizonte de 8 Intervalos de Despacho a partir de la Hora de Operación, con la finalidad de ajustar el programa existente de arranques, paros y cambios de configuración.
- 6.6.2** El CENACE dará a conocer los resultados del proceso 15 minutos antes del inicio de la Hora de Operación en el Sistema de Instrucciones de Despacho.
- 6.6.3** El ajuste al programa existente debe considerar:
- (a) Ofertas actualizadas para el Mercado de Tiempo Real;
  - (b) Cambios ocurridos en la última hora, respecto a:
    - (i) Pronósticos de Demanda y pronósticos de generación intermitente;
    - (ii) Disponibilidad de los elementos de la red eléctrica, su topología y sus limitaciones de transmisión;
    - (iii) Cancelaciones de importaciones y exportaciones; e,
    - (iv) Instrucciones de asignación y despacho del operador del sistema.
- 6.6.4** Los ajustes al programa existente estarán limitados sólo a aquéllos que puedan ser notificados oportunamente. No se emitirán instrucciones anticipadas de paro, excepto en casos requeridos para preservar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- 6.6.5** El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos para cada uno de los 8 Intervalos de Despacho, a fin de utilizarlos en el modelo AU-TR:
- (a) Información más reciente sobre la red de transmisión, y sus limitaciones determinadas mediante la función de identificación de restricciones de seguridad en el despacho, las que se supondrán constantes para cada uno de los 8 Intervalos de Despacho.
  - (b) Pronóstico de Demanda más reciente para el sistema, se distribuye entre los nodos de la misma manera que en la función de identificación de restricciones de seguridad en el despacho.
  - (c) Pronóstico de generación intermitente más reciente.
  - (d) Ofertas de Venta más recientes de los Participantes del Mercado y limitaciones físicas actualizadas de todas las Unidades de Central Eléctrica que se esperan durante los 8 Intervalos de Despacho.
  - (e) Mantendrá sin cambio la información de importaciones y exportaciones aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto incluyendo las posibles cancelaciones que se hayan presentado, a menos que esto haga imposible encontrar una solución.
  - (f) Estado inicial de las Unidades de Central Eléctrica con base en el programa existente de operación revisado en la hora previa. Al respecto, el CENACE utilizará la información correspondiente al programa para la hora en curso, esto es, la hora anterior al inicio del periodo de 8 Intervalos de Despacho. El estado será corregido cuando se disponga de información adicional que indique la ocurrencia posterior de una salida forzada o de una reducción de la capacidad disponible.
  - (g) Información del conjunto de Recursos de Soporte del Sistema requeridos. Este conjunto de recursos puede ser distinto al considerado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, debido a que pudieron haber ocurrido cambios en la red eléctrica y en general en la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica.
  - (h) Para asegurar que la secuencia de ejecuciones del modelo AU-TR durante cada Día de Operación respeta el límite máximo de generación diaria agregada establecido para las Unidades de Central Eléctrica asociadas a un embalse, el límite de energía que observará el modelo AU-TR para el periodo de 8 Intervalos de Despacho se determinará como sigue:

- (i) Se calcula la suma de la generación de las unidades, según los resultados del proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, de los Intervalos de Despacho comprendidos desde el inicio del Día de Operación hasta incluir el periodo de 8 Intervalos de Despacho que constituyen el horizonte de toma de decisiones del modelo AU-TR.
  - (ii) A la cantidad resultante, se resta la suma de la generación de las unidades, según los resultados de la secuencia de ejecuciones del modelo AU-TR, para los Intervalos de Despacho comprendidos desde el inicio del Día de Operación hasta el Intervalo de Despacho previo al periodo de 8 Intervalos de Despacho que constituyen el horizonte de toma de decisiones del modelo AU-TR.
- (i) El límite máximo para la producción de energía de cada grupo de unidades de central térmica para el periodo de 8 Intervalos de Despacho será igual a la energía generada por el grupo según el programa final resultante de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en las dos horas correspondientes, a menos que el CENACE proponga un cambio justificado para considerar las condiciones actuales.
- (j) La libertad de las variables de decisión, en el periodo de 8 Intervalos de Despacho, será limitada para evitar que:
- (i) Se arranque o se anticipe el arranque de una Unidad de Central Eléctrica cuando el tiempo de notificación requerido no lo permite; o,
  - (ii) Se haga imposible el cumplimiento de restricciones en la operación de las Unidades de Central Eléctrica para continuar aplicando el programa existente en las horas posteriores al final del periodo considerado.
- 6.6.6** El CENACE utilizará un conjunto de variables artificiales con penalizaciones asociadas a diversas restricciones en el modelo AU-TR. Dichas variables se utilizarán con el único propósito de detectar la existencia de insumos erróneos o incongruentes y que por consecuencia harían no factible la solución.
- 6.6.7** Una vez que el CENACE detecte las anomalías y corrija la información inhabilitará las variables artificiales utilizadas, con la finalidad de eliminar la posibilidad de distorsionar las decisiones.
- 6.6.8** En este proceso se podrán relajar las restricciones de transmisión cuando sea necesario, a efecto de evitar cortes de carga para obtener la solución del problema, siguiendo el mismo procedimiento empleado en los procesos anteriores.
- 6.6.9** La solución del modelo AU-TR determina para cada uno de los 8 Intervalos de Despacho: arranque, paro o configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico.
- 6.6.10** Los resultados de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real que establecen obligaciones físicas son los siguientes:
- (a) Especificación de cada instrucción de arranque o paro para un Intervalo de Despacho específico.
  - (b) Arranque, paro o cambio de configuración de Unidades de Central Eléctrica que no estaban especificados en el programa existente que fue resultado de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
  - (c) Anticipación o postergación de arranques, paros o cambios de configuración de Unidades de Central Eléctrica que estaban especificados en el programa existente que fue resultado de la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
- 6.6.11** El CENACE publicará en el Registro de Instrucciones de Despacho las nuevas instrucciones de asignación y despacho para los 4 Intervalos de Despacho de la siguiente Hora de Operación que estarán basadas en los resultados obtenidos en la corrida del modelo AU-TR. Además, publicará instrucciones para los segundos 4 Intervalos de Despacho de la siguiente Hora de Operación, cuando corresponden a Unidades de Central Eléctrica con tiempo de notificación mayor a 30 minutos.
- 6.7 Modelo AU-TR**
- 6.7.1** La estructura del modelo AU-TR es igual a la de los modelos AU-MDA y AU-GC, lo que cambia es el origen de los datos y el grado de libertad que se permite a las variables de decisión.

- 6.7.2** El modelo AU-TR es un modelo de programación lineal con una mezcla de variables de decisión discretas y continuas con un horizonte de tiempo de 8 Intervalos de Despacho.
- 6.7.3** Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico;
  - (b) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;
  - (c) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga; y,
  - (d) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 6.7.4** La función objetivo del modelo es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para el periodo de 8 Intervalos de Despacho; el excedente a maximizar es igual a:
- (a) El valor monetario de la energía suministrada al precio de la energía no suministrada, más,
  - (b) El valor de los Servicios Conexos programados, al precio que el CENACE a nombre y por cuenta de los Participantes del Mercado está dispuesto a pagar; menos,
  - (c) Los costos de los Participantes del Mercado por los arranques, cambios de configuración, generación de energía y suministro de Servicios Conexos.
- 6.7.5** Las restricciones consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Balancear las inyecciones y los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las pérdidas de transmisión.
  - (b) Respetar los límites de transmisión determinados por el CENACE, permitiendo pequeñas relajaciones sólo cuando éstas sean necesarias para evitar el corte de carga.
  - (c) Respetar el conjunto de restricciones lineales que modelan la función de pérdidas de transmisión.
  - (d) Satisfacer los requerimientos de Servicios Conexos en cada zona de reserva mientras resulte económicamente conveniente, permitiendo relajaciones cuando sea necesario en función de los costos de penalización establecidos en las curvas de demanda de reservas.
  - (e) Respetar las cantidades máximas de energía a consumir especificadas en el Pronóstico de Demanda que elabora el CENACE.
  - (f) Respetar las limitaciones establecidas por los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, que en el caso más complejo serían:
    - (i) Tiempos mínimos de operación y paro;
    - (ii) Cambios de configuración factibles y tiempos requeridos para realizar los cambios;
    - (iii) Tiempos y rampas de arranque, y el valor de la potencia de sincronización;
    - (iv) Límites de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo;
    - (v) Tasas máximas para incrementar y para disminuir el nivel de generación en condiciones normales; y,
    - (vi) Capacidades ofrecidas para proporcionar los diversos Servicios Conexos.
  - (g) Limitar la venta de productos y servicios de cada Unidad de Central Eléctrica a las cantidades que cada una pueda efectivamente entregar en forma simultánea.
  - (h) Importar o exportar la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, considerando cancelaciones.
  - (i) Respetar límites máximos de la producción de energía de las Unidades de Central Eléctrica asociadas a un mismo embalse.
  - (j) Respetar límites máximos de la producción de energía de los grupos de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica con limitaciones en la producción de energía durante el periodo de 8 Intervalos de Despacho.

## **6.8 Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos**



- 6.8.1** El proceso de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para múltiples intervalos se realiza cada 15 minutos para cada sistema interconectado en forma independiente con un horizonte de 4 Intervalos de Despacho a partir del Intervalo de Despacho siguiente.
- 6.8.2** El CENACE dará a conocer los resultados del proceso, 5 minutos antes del inicio del periodo de 4 Intervalos de Despacho en el Sistema de Instrucciones de Despacho.
- 6.8.3** El propósito del proceso es determinar para el primer Intervalo de Despacho:
- Potencia de generación para las Unidades de Central Eléctrica bajo control manual de generación;
  - Asignación de reservas requeridas para cada Unidad de Central Eléctrica que lo haya ofrecido;
  - Precios Marginales Locales y sus componentes;
  - Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga; y,
  - Precios de los Servicios Conexos comerciados en el Mercado de Tiempo Real para cada una de las zonas de reserva.
- 6.8.4** El primer Intervalo de Despacho es el único que establece compromisos de entrega física. La intención de considerar los cuatro Intervalos de Despacho posteriores al primero es obtener una solución que, reconociendo las limitaciones de las Unidades de Central Eléctrica para cambiar su potencia de generación, logre seguir los cambios esperados de la demanda y de la generación intermitente en el horizonte considerado.
- 6.8.5** Las Unidades de Central Eléctrica que serán despachadas son aquellas que no se encuentren en paro o arrancando según el programa existente de operación, obtenido en la realización más reciente del proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real, y tal vez, modificado en la última hora con instrucciones de asignación y despacho del operador del sistema.
- 6.8.6** El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos para cada uno de los 4 Intervalos de Despacho, a fin de utilizarlos en el modelo DERS-MI:
- Información más reciente sobre la red de transmisión, y sus limitaciones determinadas mediante la función de identificación de restricciones de seguridad en el despacho, las que se supondrán constantes para cada uno de los 4 Intervalos de Despacho.
  - Pronóstico de Demanda más reciente para el sistema, se distribuye entre los nodos de la misma manera que en la función de identificación de restricciones de seguridad en el despacho.
  - Pronóstico de generación intermitente más reciente.
  - Ofertas de Venta más recientes de los Participantes del Mercado y limitaciones físicas actualizadas de todas las Unidades de Central Eléctrica para los 4 Intervalos de Despacho.
  - Mantendrá sin cambio la información de importaciones y exportaciones aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto considerando cancelaciones.
  - Potencia de generación inicial de las Unidades de Central Eléctrica, a partir de la muestra más reciente de los resultados del Estimador de Estado.
  - Asignación actual de Unidades de Central Eléctrica, así como los arranques, paros y cambios de configuración programados.
- 6.8.7** El CENACE utilizará un conjunto de variables artificiales con penalizaciones asociadas a diversas restricciones en el modelo DERS-MI. Dichas variables se utilizarán con el único propósito de detectar la existencia de insumos erróneos o incongruentes y que por consecuencia harían no factible la solución.
- 6.8.8** Una vez que el CENACE detecte las anomalías y corrija la información inhabilitará las variables artificiales utilizadas, con la finalidad de eliminar la posibilidad de distorsionar las decisiones.
- 6.8.9** En este proceso se podrán relajar las restricciones de transmisión cuando sea necesario, a efecto de evitar cortes de carga para obtener la solución del problema, siguiendo el mismo procedimiento empleado en los procesos anteriores.

- 6.8.10** La solución del modelo DERS-MI determina para cada uno de los 4 Intervalos de Despacho:
- (a) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica que no están en paro o arrancando.
  - (b) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga.
  - (c) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 6.8.11** Si la solución del modelo indica que la demanda no se satisface plenamente, se entenderá que hubo una desconexión real de carga que ocurrió previamente; sin embargo, el Pronóstico de Demanda no es modificado en concordancia, para que los precios de la energía señalen la situación de escasez.
- 6.8.12** Adicionalmente, el modelo DERS-MI calcula lo siguiente para el primer Intervalo de Despacho:
- (a) Precios Marginales Locales y sus componentes.
  - (b) Precios de los Servicios Conexos comerciados en el Mercado de Tiempo Real para cada una de las zonas de reserva.
- 6.8.13** Los resultados correspondientes al primer Intervalo de Despacho que establecen obligaciones físicas son los siguientes:
- (a) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica bajo control manual de generación.
  - (b) Capacidad en reserva para proveer Servicios Conexos.
- 6.8.14** Con base en los resultados obtenidos del modelo DERS-MI, el CENACE:
- (a) Calculará el límite máximo y el límite mínimo de Regulación Secundaria de Frecuencia para las Unidades de Central Eléctrica bajo el CAG centralizado e instruirá a dichas unidades a utilizar el modo de control Automático.
  - (b) Instruirá a las Unidades de Central Eléctrica que no participarán en la Regulación Secundaria de Frecuencia a utilizar el modo de control económico.
  - (c) Enviará a las Unidades de Central Eléctrica bajo control manual de generación la instrucción de despacho correspondiente al resultado del primer Intervalo de Despacho.
- 6.8.15** Las Unidades de Central Eléctrica bajo control manual de generación pueden proveer servicios de Reserva Rodante de 10 minutos y de Reserva Rodante Suplementaria, siempre y cuando dichos servicios hayan sido incluidos en su Oferta.
- 6.8.16** El CENACE publicará en el Registro de Instrucciones de Despacho las instrucciones de asignación y despacho emitidas que estarán basadas en los resultados obtenidos en la corrida del modelo DERS-MI.
- 6.8.17** Las Unidades de Central Eléctrica que son elegidas para proveer los servicios de Reserva No Rodante de 10 minutos y No Rodante Suplementaria, conocerán la cantidad asignada a través del Registro de Instrucciones de Despacho.
- 6.9 Modelo DERS-MI**
- 6.9.1** La estructura del modelo DERS-MI es similar al modelo AU-TR, la diferencia principal es que no se consideran variables de decisión discretas.
- 6.9.2** El modelo DERS-MI es un modelo de programación lineal con variables de decisión continuas con un horizonte de tiempo de 4 Intervalos de Despacho.
- 6.9.3** Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica que en el programa existente no están en paro;
  - (b) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga; y,
  - (c) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.

- 6.9.4** La función objetivo del modelo es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para el periodo de 4 Intervalos de Despacho; el excedente a maximizar es igual a:
- (a) El valor monetario de la energía suministrada al precio de la energía no suministrada, más,
  - (b) El valor de los Servicios Conexos programados, al precio que el CENACE a nombre y por cuenta de los Participantes del Mercado está dispuesto a pagar; menos,
  - (c) Los costos de los Participantes del Mercado por la generación de energía y suministro de Servicios Conexos.
- 6.9.5** Las restricciones consideradas en el modelo son las siguientes:
- (a) Balancear las inyecciones y los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las pérdidas de transmisión.
  - (b) Respetar los límites de transmisión determinados por el CENACE, permitiendo pequeñas relajaciones sólo cuando éstas sean necesarias para evitar el corte de carga.
  - (c) Respetar el conjunto de restricciones lineales que modelan la función de pérdidas de transmisión.
  - (d) Satisfacer los requerimientos de Servicios Conexos en cada zona de reserva mientras resulte económicamente conveniente, permitiendo relajaciones cuando sea necesario en función de los costos de penalización establecidos en las curvas de demanda de reservas.
  - (e) Respetar las cantidades máximas de energía a consumir especificadas en el Pronóstico de Demanda que elabora el CENACE.
  - (f) Respetar las limitaciones establecidas por los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, las cuales son:
    - (i) El nivel de generación debe ser igual a un valor predeterminado en cada Intervalo de Despacho incluido en un arranque programado;
    - (ii) El nivel de generación debe estar entre el Límite Económico de Despacho Mínimo y el Límite Económico de Despacho Máximo ofrecidos en cada Intervalo de Despacho en el que la unidad está programada para entregar energía y no está incluido en un arranque programado;
    - (iii) Los cambios en el nivel de generación entre Intervalos de Despacho consecutivos están acotados por las tasas máximas para incrementar y para disminuir el nivel de generación en condiciones normales;
    - (iv) El cambio de potencia entre la condición inicial y el nivel de generación en el primer Intervalo de Despacho está acotado por las tasas máximas para incrementar y para disminuir el nivel de generación en condiciones normales; y,
    - (v) Las capacidades asignadas para proveer Servicios Conexos deben ser iguales o menores que las ofrecidas.
  - (g) Limitar la venta de productos y servicios de cada Unidad de Central Eléctrica a las cantidades que cada una pueda efectivamente entregar en forma simultánea.
  - (h) Importar o exportar un valor de potencia especificado para cada Intervalo de Despacho.
- 6.9.6** Los valores óptimos de las variables duales correspondientes a cada una de las restricciones del modelo se conocen al terminar la ejecución.
- 6.9.7** Para cada Intervalo de Despacho, los componentes de los Precios Marginales Locales dependen de la selección de un nodo de referencia en cada sistema interconectado; aunque la suma de los componentes, es decir, los Precios Marginales Locales son independientes del nodo de referencia elegido. Los componentes de los Precios Marginales Locales se calculan a partir de:
- (a) Para el componente de energía de los Precios Marginales Locales. El valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción de balance de la potencia en el nodo de referencia, que por construcción es igual al valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción de balance del sistema que se considera en el modelo DERS-MI;
  - (b) Para los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales. Los valores óptimos de las variables duales del conjunto de restricciones de transmisión que están activas en la solución óptima, multiplicado por la sensibilidad del flujo de potencia en los

elementos de la red de transmisión respecto a inyecciones de potencia en cada nodo, cuando éstas son compensadas en el nodo de referencia; y,

- (c) Para los componentes de pérdidas de los Precios Marginales Locales. Los valores calculados en la condición óptima, de las derivadas parciales de las pérdidas respecto a inyecciones de potencia en cada nodo, cuando éstas son compensadas en el nodo de referencia.
- (d) El modelo DERS-MI obtiene resultados para los cuatro Intervalos de Despacho considerados en el horizonte de optimización. Los resultados correspondientes al primer Intervalo de Despacho son vinculantes, mientras que los resultados de los tres Intervalos de Despacho adicionales son de carácter indicativo.

**6.9.8** Para cada Intervalo de Despacho, se determinan Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga, los cuales son utilizados para el cálculo de liquidaciones de los Centros de Carga indirectamente modelados.

**6.9.9** Los precios de los Servicios Conexos se obtienen a partir de los valores óptimos de las variables duales correspondientes a las cuatro restricciones que modelan las cantidades requeridas de Servicios Conexos. Para cada zona de reserva y cada Intervalo de Despacho, los precios de los Servicios Conexos se calculan como sigue:

- (a) En el caso de las Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las cuatro variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer que son: el requisito de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia, el requisito de Reservas Rodantes, el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.
- (b) En el caso de las Reservas Rodantes de 10 minutos, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las tres variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer que son: el requisito de Reservas Rodantes, el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.
- (c) En el caso de las Reservas No Rodantes de 10 minutos, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las dos variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer que son: el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.
- (d) En el caso de las Reservas Rodantes Suplementarias y No Rodantes Suplementarias, su precio es igual al valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción a la que contribuye a satisfacer que es: el requisito de Reservas Suplementarias.

**6.9.10** Para propósitos del cálculo de liquidaciones del Mercado de Tiempo Real, al final de cada intervalo horario del Día de Operación, se determinan valores medios horarios de los resultados de Precios Marginales Locales, Precios Medios Ponderados de Zona de Carga y Precios de los Servicios Conexos, obtenidos por el modelo DERS-MI para los Intervalos de Despacho de quince-minutos comprendidos en el intervalo horario correspondiente.

## **6.10 Control Automático de Generación**

**6.10.1** El Control Automático de Generación tiene como función la regulación de la potencia activa de las Unidades de Central Eléctrica con el fin de mantener la frecuencia del sistema eléctrico, así como en su caso, el intercambio neto del sistema en sus valores programados. Las principales características de la función del Control Automático de Generación son las siguientes:

- (a) Se ejecutará cada 4 segundos;
- (b) Recibe información de los puntos base de despacho económico y factores de participación económicos determinados por el DERS-I;
- (c) Envía señales de control a las Unidades de Central Eléctrica que participan en la regulación de frecuencia; y,
- (d) Recibe información de tiempo real de la respuesta de las Unidades de Central Eléctrica a sus señales de control.

**6.10.2** Las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el CAG serán despachadas por el modelo DERS-I, siempre y cuando operen en algunos de los siguientes modos de control:

- (a) Automático. La Unidad de Central Eléctrica participa en la Regulación Secundaria de Frecuencia y contribuye a satisfacer los cambios en la demanda de acuerdo a los factores de participación económicos que le señalan la forma más económica de hacerlo.
- (b) Económico. La Unidad de Central Eléctrica es mantenida en el punto base de generación proporcionado por el modelo DERS-I.

#### **6.11 Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por intervalo**

- 6.11.1** El proceso de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por intervalo se realiza cada 5 minutos para cada sistema interconectado en forma independiente con un horizonte de 5 minutos.
- 6.11.2** El propósito del proceso es determinar para el intervalo de 5 minutos:
  - (a) Potencia base de generación para las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el CAG centralizado;
  - (b) Factores de participación económica de las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el CAG centralizado y que también participan en la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 6.11.3** Las Unidades de Central Eléctrica que serán despachadas son aquellas que como resultado del modelo DERS-MI fueron instruidas a utilizar los modos de control Automático o Económico y que antes del inicio del Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por intervalo se encuentran utilizando dichos modos de control.
- 6.11.4** El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos para el intervalo de 5 minutos, a fin de utilizarlos en el modelo DERS-I:
  - (a) De la última muestra de los resultados del Estimador de Estado:
    - (i) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica sincronizadas al sistema;
    - (ii) Demanda observada en el sistema; y,
    - (iii) Flujos de potencia en las interconexiones internacionales.
  - (b) Información más reciente sobre la red de transmisión y sus limitaciones determinadas mediante la función de identificación de restricciones de seguridad en el despacho.
  - (c) Demanda observada en el sistema, se distribuye entre los nodos de la misma manera que en la función de identificación de restricciones de seguridad en el despacho.
  - (d) Ofertas de Venta más recientes de los Participantes del Mercado modificando los límites a la potencia de generación ofrecidos para reservar la capacidad asignada por el DERS-MI para proveer Regulación Secundaria de Frecuencia y la Reserva Rodante asignada por el DERS-MI que no haya sido activada para todas las Unidades de Central Eléctrica que están bajo el CAG centralizado en los modos de control Automático o Económico.
  - (e) Potencia de generación fija al valor calculado por el Estimador de Estado para el resto de Unidades de Central Eléctrica.
  - (f) Potencia de importaciones y exportaciones fija al valor calculado por el Estimador de Estado.
- 6.11.5** La solución del modelo DERS-I determina, para el periodo de 5 minutos, el nivel de generación base de las Unidades de Central Eléctrica que estarán operando bajo el CAG centralizado.
- 6.11.6** Para determinar los factores de participación económicos correspondientes a un incremento y a una disminución del nivel de generación de las Unidades de Central Eléctrica que operarán bajo el modo de control Automático, se ejecuta dos veces más el modelo DERS-I, perturbando la demanda primero con un aumento y luego con una disminución.
- 6.11.7** Los nuevos valores de potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el modo de control Automático se utilizan para calcular el cambio de la potencia de generación de cada unidad debido a un aumento o a una disminución en la demanda, este cambio expresado como una fracción del cambio total en la potencia de generación de las unidades que operan bajo el modo de control Automático es el factor de participación económico correspondiente a un aumento o el correspondiente a una disminución en la demanda.

**6.11.8** Los resultados del proceso de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por intervalo son datos de entrada para el CAG en un intervalo de 5 minutos.

### **6.12 Modelo DERS-I**

**6.12.1** El modelo DERS-I es un modelo de programación lineal con variables de decisión continuas con un horizonte de tiempo de 5 minutos, que considera una sola condición de operación.

**6.12.2** Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:

- (a) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el CAG centralizado.
- (b) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga.

**6.12.3** La función objetivo del modelo es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para el periodo de 5 minutos; el excedente a maximizar es igual a:

- (a) El valor monetario de la energía suministrada al precio de la energía no suministrada, menos,
- (b) los costos de los Participantes del Mercado por la generación de energía.

**6.12.4** Las restricciones consideradas en el modelo son las siguientes:

- (a) Balancear las inyecciones y los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las pérdidas de transmisión;
- (b) Respetar los límites de transmisión determinados por el CENACE;
- (c) Respetar el conjunto de restricciones lineales que modelan la función de pérdidas de transmisión;
- (d) Respetar las cantidades máximas de energía especificadas a la potencia de consumo en cada nodo;
- (e) Respetar el Límite Económico de Despacho Máximo y el Límite Económico de Despacho Mínimo de cada Unidad de Central Eléctrica modificados para reservar la capacidad asignada para proveer el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia más la Reserva Rodante que no haya sido activada.
- (f) El valor de la potencia de importación o exportación debe ser igual a un valor especificado.

### **6.13 Instrucciones de despacho manuales**

**6.13.1** El CENACE podrá emitir instrucciones de despacho en cualquier momento, para garantizar la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del despacho.

**6.13.2** El CENACE llevará a cabo y mantendrá un registro de las instrucciones de operación a través de una bitácora que contendrá lo siguiente:

- (a) El Participante del Mercado, o bien, el Transportista o Distribuidor al cual se le envió la instrucción de operación respectiva;
- (b) Descripción de la instrucción de operación;
- (c) La fecha y hora, incluyendo minutos y segundos, en la que se envió la instrucción de operación;
- (d) La fecha y hora, incluyendo minutos, en la que se requiere que se cumpla la instrucción de operación; y,
- (e) El representante del Participante del Mercado, o bien, del Transportista o Distribuidor que recibió la instrucción de operación.

**6.13.3** Las instrucciones de despacho manuales serán liquidadas al Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en el NodoP de la Unidad de Central Eléctrica.

### **6.14 Registro de Información**

**6.14.1** Instrucciones de asignación y despacho:

- (a) El CENACE llevará a cabo y mantendrá un registro de las instrucciones de asignación y despacho a través del Registro de Instrucciones de Despacho, el cual contendrá la información de las instrucciones de despacho emitidas por las aplicaciones del mercado o por el CENACE.

- (b) Las modificaciones de modos de control utilizados por las Unidades de Central Eléctrica serán registrados en el Registro de Instrucciones de Despacho, de manera que pueda evaluarse el seguimiento de las instrucciones de despacho con base en los registros del CAG.
- (c) Cada instrucción de asignación o despacho deberá contener como mínimo la siguiente información:
  - (i) La Unidad de Central Eléctrica a la cual se le giró la instrucción de asignación o despacho respectiva;
  - (ii) Descripción de la instrucción de despacho, para un nivel de generación en MW;
  - (iii) Descripción de la instrucción de asignación, ya sea arranque, paro o cambio de configuración;
  - (iv) La fecha y hora, incluyendo minutos y segundos, en la que se envió la instrucción de asignación o despacho;
  - (v) La fecha y hora, incluyendo minutos, en la que se requiere que se cumpla la instrucción de asignación o despacho; y,
  - (vi) El representante o sistema del Participante del Mercado que recibió la instrucción de asignación o despacho respectiva.
- (d) El CENACE deberá mantener en todo momento el registro de instrucciones de asignación y despacho, el cual podrá consultarse conforme se establece en el Manual del Sistema de Información del Mercado.

**6.14.2** Instrucciones de Operación de la Red de Transmisión:

- (a) El CENACE llevará a cabo y mantendrá un registro de las instrucciones de operación de la red eléctrica a través del sistema RELIEVE, el cual contendrá la información de las instrucciones de operación emitidas por el CENACE.
- (b) El CENACE llevará a cabo y mantendrá un registro de las instrucciones de operación a través de una bitácora que contendrá lo siguiente:
  - (i) El Transportista o Distribuidor al cual se le envió la instrucción de operación respectiva;
  - (ii) Descripción de la instrucción de operación;
  - (iii) La fecha y hora, incluyendo minutos y segundos, en la que se envió la instrucción de operación;
  - (iv) La fecha y hora, incluyendo minutos, en la que se requiere que se cumpla la instrucción de operación; y,
  - (v) El representante o sistema del Transportista o Distribuidor que recibió la instrucción de operación.

**6.15** **Publicación de precios**

**6.15.1** Para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para que el CENACE publique los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real, se observarán las disposiciones contenidas en el Manual del Sistema de Información del Mercado.

**6.16** **Incumplimiento a las Instrucciones de Despacho o Instrucciones de Operación**

**6.16.1** En caso de incumplimiento a las instrucciones de despacho o las instrucciones de operación, el CENACE penalizará a los Participantes del Mercado, en términos de lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, así como de conformidad con las siguientes disposiciones:

- (a) En caso de penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho económico en tiempo real, se observará lo siguiente:
  - (i) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones del despacho económico en tiempo real en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (ii) Se observarán las disposiciones establecidas en el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos en caso de que se pretendan aplicar penalizaciones a Participantes del Mercado cuya generación de sus Unidades de

Central Eléctrica se desvíe de las instrucciones de despacho más allá de la banda de tolerancia establecido en el referido manual.

- (b) En caso de penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de Regulación Secundaria de Frecuencia, se observarán las siguientes disposiciones:
  - (i) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de Regulación Secundaria de Frecuencia en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (ii) El estándar mínimo de cumplimiento mensual será el porcentaje de intervalos en los cuales la producción de la Unidad de Central Eléctrica estuvo dentro de la banda de tolerancia de la instrucción de despacho de Regulación Secundaria de Frecuencia y su observancia será verificada en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (iii) Si el CENACE comprueba que la Unidad de Central Eléctrica no alcanza el estándar mínimo de cumplimiento en un determinado mes, se le revocarán todos los pagos por Regulación Secundaria de Frecuencia en el mes respectivo, revocación que se reflejará en el primer ciclo de reliquidaciones para cada uno de los días en el mes.
  - (iv) Las Unidades de Central Eléctrica respecto de las cuales se compruebe que no alcanzan el estándar mínimo de cumplimiento, les será prohibido presentar ofertas de Regulación Secundaria de Frecuencia hasta que el CENACE compruebe que está en aptitud para ofrecer el servicio correspondiente.
- (c) En caso de penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de activación de Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias, se observarán las siguientes disposiciones:
  - (i) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de activación de Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (ii) El estándar mínimo de cumplimiento mensual será el promedio de los porcentajes de energía producida, tomando en cuenta todas las solicitudes de activación de reservas durante un mes y su observancia será verificada en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (iii) Si el CENACE comprueba que la Unidad de Central Eléctrica no alcanza el estándar mínimo de cumplimiento en un determinado mes, se le revocarán todos los pagos por Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias en el mes respectivo, revocación que se reflejará en el primer ciclo de reliquidaciones para cada uno de los días en el mes.
  - (iv) Las Unidades de Central Eléctrica respecto de las cuales se compruebe que no alcanzan el estándar mínimo de cumplimiento, les será prohibido presentar ofertas de Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias hasta que el CENACE compruebe que está en aptitud para ofrecer el servicio correspondiente.
- (d) En caso de penalizaciones por indisponibilidad del servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, se observarán las siguientes disposiciones:
  - (i) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (ii) El estándar mínimo de cumplimiento anual será el porcentaje de instrucciones que se hayan respondido exitosamente y su observancia será verificada en términos del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
  - (iii) Si el CENACE comprueba que la Unidad de Central Eléctrica no alcanza el estándar mínimo de cumplimiento en un determinado año, no se realizarán los pagos diarios correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica.
  - (iv) Las Unidades de Central Eléctrica respecto de las cuales se compruebe que no alcanzan el estándar mínimo de cumplimiento, les será prohibido presentar ofertas de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema hasta que el CENACE compruebe que está en aptitud para ofrecer el servicio correspondiente.



- 6.16.2** Cualquier información resguardada por el CENACE en términos del presente Manual tendrá pleno valor probatorio en relación con la imposición de las penas que se mencionan en la presente Sección.

## **CAPÍTULO 7**

### **Disposiciones Generales**

#### **7.1 Sistema de Información del Mercado**

- 7.1.1** Para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para que el CENACE garantice a los Integrantes de la Industria Eléctrica y al público en general el derecho de acceso a la información relacionada con el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo aquella información relacionada con el Mercado de Energía de Corto Plazo, se observarán las disposiciones contenidas en los Manuales de Prácticas de Mercado denominados Manual del Sistema de Información del Mercado y Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.

#### **7.2 Disposiciones Transitorias**

- 7.2.1** El presente Manual entrará en vigor a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación y una vez que entre en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.

- 7.2.2** Las disposiciones transitorias que se incluyan en los Manuales de Prácticas del Mercado, Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación, y que establezcan condiciones especiales relacionadas con sistemas que sean parte del Mercado de Energía de Corto Plazo, serán aplicables al presente Manual; sin embargo, no serán mencionados en este capítulo.

- 7.2.3** El presente Manual deberá observar las siguientes disposiciones transitorias, los plazos considerados son a partir de la fecha de inicio de mercado en el sistema que corresponda:

- (a) En caso de que el Sistema de Información del Mercado no cuente con la capacidad de recibir Ofertas de algún Participante del Mercado, el CENACE aceptará dichas Ofertas mediante el envío de los archivos correspondientes por correo electrónico, o bien, por otro medio que el CENACE haga del conocimiento de los Participantes del Mercado mediante un comunicado publicado en su sitio web. El CENACE asegurará que el Sistema de Información del Mercado cuente con la capacidad de recibir Ofertas de todos los Participantes del Mercado en un plazo que no rebase 180 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (b) Por un periodo de hasta 240 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado que deseen presentar Ofertas de Venta de unidad con distintas configuraciones deberán hacerlo para una sola configuración a través de las Ofertas de Venta de unidad de central térmica. Para tal efecto, el Participante de Mercado podrá seleccionar cuál configuración utilizará para realizar la Oferta. Como excepción a lo anterior, en caso de que el CENACE requiera la operación de una configuración específica, podrá notificar al Participante de Mercado de las configuraciones requeridas. En este caso el Participante deberá ofrecer la configuración solicitada por el CENACE.
- (c) Durante el periodo en que el CENACE no acepte Ofertas multiconfiguración de las unidades con distintas configuraciones, para efectos del cálculo de disponibilidad de producción física en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Potencia, cuando una unidad ofrezca una configuración que corresponde a la operación parcial de la unidad, se entenderá que la disponibilidad de producción física es la capacidad instalada de la configuración que corresponde a la operación total de la Unidad de Central Eléctrica. Lo anterior, a menos que se demuestre que no estuviera disponible dicha configuración.
- (d) El CENACE contará con un plazo de 270 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista para implementar la funcionalidad completa de la modalidad de "UPC Dinámicamente Programada" de las Unidades de Propiedad Conjunta.
- (e) Por un periodo de hasta 180 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado no podrán modificar el estatus de asignación de su Unidad de Central Eléctrica de forma horaria; el parámetro de estatus de asignación deberá ofertarse de forma diaria.
- (f) Por un periodo de hasta 180 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado deberán ofertar el costo de operación que

corresponde al Límite de Despacho Económico Mínimo en sustitución del costo de operación en vacío. El CENACE deberá anunciar con al menos 10 días de anticipación el día para la realización de dicho cambio de forma coordinada.

- (g) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado no podrán modificar el Límite de Despacho de Emergencia Máximo o el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo en las Ofertas diarias; los parámetros podrán modificarse conforme a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- (h) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, la validación de Ofertas establecida en los numerales 2.5.7 y 2.5.12 no resultará en un rechazo automático de la Oferta de la Unidad de Central Eléctrica o en un reporte automático a la Unidad de Vigilancia del Mercado, sin embargo, la Oferta estará sujeta a la revisión de la Unidad de Vigilancia del Mercado, quien la podrá modificar, a solicitud del CENACE o por cuenta propia.
- (i) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, las ofertas por omisión establecidas en las Reglas del Mercado serán iguales a la última Oferta Validada y Consistente correspondiente a la Unidad de Central Eléctrica.
- (j) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE realizará manualmente la evaluación de Ofertas establecida en la Sección 2.6 después del cierre del Mercado del Día en Adelanto. En caso de resultar en un rechazo de la Oferta, el CENACE utilizará los Precios de Referencia de la Unidad de Central Eléctrica y reportará el rechazo tanto al Participante del Mercado como a la Unidad de Vigilancia del Mercado; el Participante del Mercado podrá solicitar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la revisión correspondiente de los Parámetros de Referencia registrados, dentro de los 10 días posteriores al rechazo de la Oferta.
- (k) Durante el periodo en el que el CENACE no realice el registro de los Participantes del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar al CENACE aumentar el porcentaje utilizado en el cálculo de los Precios de Referencia de una o varias Unidades de Central Eléctrica.
- (l) El CENACE contará con 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, para implementar el uso de límites de despacho de emergencia. Durante este periodo, el mercado considerará solamente los límites de despacho económicos.
- (m) El CENACE contará hasta con 180 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista para implementar el envío y recepción de los tipos de combustibles como parte de la información de las Ofertas de Venta.
- (n) El CENACE contará con 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, para implementar el uso de límites de energía diaria para todas las Centrales Eléctricas en el Mercado del Día en Adelanto.
- (o) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE utilizará para el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido el modelo de coordinación hidrotérmica (CHT-S) que ha utilizado con anterioridad al inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, para determinar el plan de operación de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional. Este modelo utiliza una representación alternativa de la red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional y Ofertas de Venta de energía basadas en modelos cuadráticos de entrada-salida registrados previamente por el CENACE.
- (p) Para el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido, incluyendo el cálculo de costos de oportunidad de los recursos de energía limitada, en caso de que el CENACE no reciba la información de precios y disponibilidad de combustibles directamente de las autoridades y demás personas señaladas en las Reglas del Mercado, el CENACE podrá utilizar la información correspondiente que reciba de las Empresas Productivas del Estado que han proporcionado esta información anteriormente o sus Subsidiarias y Filiales equivalentes, o de Organismos Públicos Descentralizados relevantes. El CENACE debe usar la información recibida directamente de las autoridades y demás

personas señaladas en las Reglas del Mercado, inmediatamente a partir de que la empiecen a proporcionar.

- (q) Por un periodo de hasta 360 días, el precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia tanto en el Mercado del Día en Adelanto como en el Mercado de Tiempo Real será igual al valor óptimo de la variable dual asociada al requisito de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia sin considerar los valores óptimos asociados a los requisitos de Reserva Rodante y No Rodante Suplementaria, Reserva No Rodante de 10 minutos o Reserva Rodante de 10 minutos.
- (r) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el proceso del Mercado de Tiempo Real se ejecutará en modo de control de lazo abierto con las siguientes consideraciones:
  - (i) Se ejecutarán cíclicamente los modelos AU-TR y DERS-MI de acuerdo a los términos establecidos en las secciones 6.6 y 6.8.
  - (ii) Los modelos AU-TR y DERS-MI, y las instrucciones de despacho del operador del sistema utilizarán el Registro de Instrucciones de Despacho.
  - (iii) Las salidas del modelo DERS-I no serán utilizadas por la aplicación de Control Automático de Generación. En su lugar, el CAG utilizará los insumos que le proporciona el modelo de despacho económico de los sistemas de tiempo real y administración de energía utilizados por el CENACE con anterioridad al primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (s) Por un periodo de hasta 180 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, se podrán utilizar los precios calculados en el Mercado del Día en Adelanto para la liquidación del Mercado de Tiempo Real. Hasta por un periodo de 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el proceso de liquidaciones del Mercado de Tiempo Real también podrá utilizar una simulación de la hora u horas en cuestión, realizada ex-post, con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real. En caso de realizar dicha simulación, el CENACE publicará los precios calculados en el Sistema de Información del Mercado.
- (t) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el Registro de Instrucciones de Despacho pasará por un periodo de pruebas y validación.
- (u) Durante el tiempo que el Registro de Instrucciones de Despacho se encuentre en periodo de pruebas y validación, el CENACE podrá emitir instrucciones de despacho utilizando los medios de comunicación vigentes con anterioridad al primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista. En este periodo, el Registro de Instrucciones de Despacho podrá operarse en lazo abierto o cerrado con las Unidades de Central Eléctrica o centros de control de generación.
- (v) Durante el periodo de pruebas y validación del Registro de Instrucciones de Despacho, se validarán continuamente los resultados por parte del operador del mercado y de las Unidades de Central Eléctrica y se calcularán resultados de seguimiento de instrucción de despacho. Asimismo, podrán utilizarse distintas fuentes de información del CENACE para conocer el seguimiento de instrucciones de despacho de las Unidades de Central Eléctrica.
- (w) Terminado el periodo de pruebas y validación del Registro de Instrucciones de Despacho, las instrucciones de despacho deberán emitirse de conformidad a las Reglas del Mercado.
- (x) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, las Unidades de Central Eléctrica que no cuenten con la infraestructura necesaria para recibir instrucciones de despacho en términos de energía neta, recibirán instrucciones de despacho en términos de energía bruta. En estos casos, el CENACE utilizará factores de conversión de energía neta a energía bruta estimados con base en mediciones de los consumos para servicios propios de las Unidades de Central Eléctrica.
- (y) Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, no se aplicarán las penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de despacho económico en tiempo real.

- (z) Por un periodo de hasta 240 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, no se aplicará el cálculo alterno de la Garantía de Suficiencia de Ingresos para las Centrales Externas Legadas, que se establece en el numeral 2.4.1 (b) (vi) y el numeral 2.4.1 (c) (v) del presente Manual.
  - (aa) Por un periodo de hasta 360 días no se determinarán precios de NodosP Distribuidos asociados a zonas de generación. Cada Unidad de Central Eléctrica indirectamente modelada será liquidada al Precio Marginal Local correspondiente al NodoP más cercano a la ubicación física.
- 7.2.4** Los plazos de las disposiciones transitorias podrán reducirse en caso de que el CENACE cuente con la normatividad, desarrollos tecnológicos, procesos operativos y todo el soporte que le permita cumplir anticipadamente con las disposiciones del presente Manual, en cuyo caso lo comunicará a los Participantes con un plazo de al menos 10 días.
- 7.2.5** No habrá excepción para el cumplimiento de las disposiciones del presente Manual salvo el caso de las disposiciones transitorias descritas en el presente capítulo.
-