

BASE 17**Liquidación, facturación y pago****17.1 Disposiciones generales**

17.1.1 Las liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista se llevarán a cabo por el CENACE, sin perjuicio de que los Participantes del Mercado puedan celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica y realizar directamente entre ellos las liquidaciones correspondientes.

17.1.2 El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se liquidarán en bloques de 24 horas. Cada periodo de 24 horas corresponderá a un día calendario, basado en el huso horario prevaeciente en el sistema interconectado que se liquida. En caso de que se interconecten sistemas eléctricos en diferentes husos horarios, se estará a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

17.1.3 Sistema de doble liquidación

(a) Se utilizará un sistema de doble liquidación para la energía y los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual implica una liquidación del Mercado del Día en Adelanto seguida por una liquidación para las diferencias con el Mercado de Tiempo Real.

(b) Todos los Participantes del Mercado tendrán una programación en el Mercado del Día en Adelanto, la cual establecerá la línea de base para la liquidación de cantidades en el Mercado de Tiempo Real.

(c) El CENACE tendrá un saldo neto de cero en cada una de las dos liquidaciones.

(d) Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se incluirán en las liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto. A fin de mantener el saldo neto a que se refiere el inciso anterior, los ingresos derivados de dichas subastas se mantendrán en una cuenta específica para su uso en las liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto que corresponden a dichos Derechos Financieros de Transmisión.

(e) El CENACE calculará cuatro liquidaciones adicionales, las cuales también producirán un saldo neto de cero para el CENACE:

(i) Liquidación de servicios no basados en el mercado: Procesamiento de cargos que no están directamente relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista, tales como las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

(ii) Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia: Pagos por las transacciones de Potencia realizadas en el Mercado para el Balance de Potencia.

(iii) Liquidación del Mercado de Certificados de Energías Limpias: Pagos por las transacciones de Certificados de Energías Limpias realizadas en el Mercado de Certificados de Energías Limpias.

(iv) Otras liquidaciones: Pagos y reembolsos de otros costos e ingresos que deben ser distribuidos entre los Participantes del Mercado.

(f) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, el sistema de doble liquidación se sustituirá por un sistema de triple liquidación, a fin de agregar un Mercado de una Hora en Adelanto.

17.1.4 El CENACE podrá hacer uso de una cámara de compensación a fin de gestionar el proceso de liquidaciones, manejar las garantías que se requieran para asegurar las obligaciones de pago de los Participantes del Mercado y administrar los riesgos de incumplimiento de pago. En su defecto, el CENACE llevará a cabo estas funciones directamente.

17.1.5 El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real estarán en balance en cada Día de Operación. Por lo anterior, en cada día, los estados de cuenta diarios que se emitan a los Participantes del Mercado en relación con dichos mercados deberán resultar en un monto total a cobrar igual al monto total a abonar, salvo las siguientes excepciones:

(a) Los cobros necesarios para cubrir las diferencias acumuladas en periodos anteriores entre, por una parte, los montos a cobrar o abonar y, por otra parte, los pagos efectuados.

(b) Las tarifas reguladas que percibe el CENACE para cubrir sus costos operativos.

(c) Los pagos que el CENACE procese entre los Participantes del Mercado y terceros, tales como los Transportistas, Distribuidores y el "Fondo de Servicio Universal Eléctrico".

- 17.1.6** Las liquidaciones se realizarán de manera independiente para el Mercado del Día en Adelanto y para el Mercado de Tiempo Real. Por lo tanto, el balance a que se refiere la Base 17.1.5 se respetará en las liquidaciones de cada mercado por separado.
- 17.1.7** Las liquidaciones se realizarán de manera independiente para cada sistema interconectado. Por lo tanto, el balance a que se refiere la Base 17.1.6 se respetará en las liquidaciones de cada sistema eléctrico por separado.
- 17.1.8** Lo anterior, sin perjuicio de que los datos usados en la liquidación de un mercado pueden constituir insumos para la liquidación de otro mercado.
- 17.1.9** La contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista está diseñada para operar en una base de equilibrio. Esto es, las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista resultarán en una cantidad total de débitos a los balances del CENACE igual a la cantidad total de créditos a los balances del CENACE, sin que ninguna operación resulte en un débito o crédito a la cuenta de patrimonio del CENACE.
- 17.1.10** Salvo en los casos de excepción previstos en las Bases del Mercado Eléctrico, cada uno de los componentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Mercado de Energía de Corto Plazo, Mercado para el Balance de Potencia, Mercado de Certificados de Energía Limpia, Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y Subastas de Mediano y Largo Plazo) también operarán en una base de equilibrio. Esto es, el monto a cobrarse por el CENACE y el monto a pagarse por el CENACE por un servicio en particular, como las Reservas Rodantes en el Mercado de Tiempo Real, serán exactamente iguales.
- 17.2 Estado de cuenta, facturación y validación de precios**
- 17.2.1** El proceso de estado de cuenta, facturación y pagos es el ciclo mediante el cual el CENACE emite estados de cuenta a fin de que el CENACE o el Participante del Mercado emitan facturas, las cuales serán cobradas y pagadas a través del CENACE.
- 17.2.2** Las facturas se basarán en estados de cuenta diarios correspondientes a los mismos días de operación, los cuales serán emitidos por el CENACE una semana natural después del Día de Operación respectivo, incluyendo sábados, domingos y días festivos.
- 17.2.3** El CENACE y los Participantes del Mercado emitirán facturas todos los días naturales, una semana natural después de la emisión del estado de cuenta diario que corresponda. Durante los primeros dos años de operación del Mercado Eléctrico Mayorista, las facturas se podrán emitir hasta dos semanas naturales después del Día de Operación respectivo.
- 17.2.4** El CENACE emitirá una factura al Participante del Mercado por los rubros del estado de cuenta diario que resulten con un signo negativo (montos a favor del CENACE) y el Participante del Mercado emitirá una factura al CENACE por los rubros del estado de cuenta diario que resulten con un signo positivo (montos a favor del Participante del Mercado).
- 17.2.5** El proceso de liquidación incluirá re-liquidaciones. Se volverá a realizar el cálculo de todas las facturas de cada Día de Operación con base en los datos de medición actualizados, errores corregidos y controversias resueltas conforme a la siguiente clasificación:
- (a) Re-liquidación inicial.
 - (b) Re-liquidación intermedia.
 - (c) Re-liquidación final.
- 17.2.6** La publicación de los estados de cuenta se clasifica de la siguiente manera:
- (a) Estado de cuenta inicial (O+7D). 7 días naturales posteriores al Día de Operación.
 - (b) Estado de cuenta re-liquidación inicial (O+49D). 49 días naturales posteriores al Día de Operación.
 - (c) Estado de cuenta re-liquidación intermedia (O+105D). 105 días naturales posteriores al Día de Operación.
 - (d) Estado de cuenta re-liquidación final (O+210D). 210 días naturales posteriores al Día de Operación.

- 17.2.7** Las re-liquidaciones darán lugar a un cobro o pago del CENACE por el monto de la diferencia entre la liquidación original y la re-liquidación. Este proceso dará lugar a la emisión de notas de crédito o notas de débito tanto del CENACE como del Participante del Mercado, dependiendo de quién haya emitido la factura y si la diferencia es a favor o en contra. Es decir, el CENACE emitirá notas de débito de las facturas que haya emitido, cuando el importe de la re-liquidación debe ser pagado por el Participante del Mercado y emitirá notas de crédito cuando dicho importe deba ser cobrado por el Participante del Mercado. De la misma manera, el Participante del Mercado emitirá notas de crédito o notas de débito cuando haya sido quien emitió la factura.
- 17.2.8** En la implementación de SEGUNDA ETAPA, el sistema de estados de cuenta y de facturación proporcionará información suficiente para que los Participantes del Mercado sean capaces de reconstruir todos sus cálculos. En todo momento, los estados de cuenta diarios y las facturas desglosarán los cobros y pagos por tipo de cargo.
- 17.2.9** El CENACE podrá disminuir los tiempos que se mencionan en las Bases 17.2.2, 17.2.3, 17.2.4, 17.2.6 y 17.2.9 debiendo establecer los nuevos tiempos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- 17.2.10 Validación de precios**
- (a) El CENACE implementará un proceso interno para validar los precios del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real antes de la emisión de las facturas iniciales.
 - (b) Las re-liquidaciones se podrán derivar por ajustes de datos de medición, errores de cálculo, controversias y casos excepcionales que requieran el recálculo de precios.
 - (i) Los precios de mercado sólo se recalcularán en los siguientes casos de excepción:
 - (A) Errores sistémicos en los modelos de despacho del CENACE, cuando resulten en errores de precios que rebasen los montos establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.
 - (B) Por instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, cuando ésta detecte la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados.
 - (ii) Los precios de mercado no se recalcularán como resultado de correcciones rutinarias en los valores de medición, o de la inclusión de restricciones en los modelos de despacho del CENACE que posteriormente se identifiquen como imprecisas.
 - (c) Las re-liquidaciones considerarán el recálculo de los precios de mercado que, en su caso, se realicen.
- 17.3 Liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto**
- 17.3.1** Los tipos de cargos incluidos en el Mercado del Día en Adelanto son:
- (a) Energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
 - (b) Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto.
 - (c) Derechos Financieros de Transmisión.
 - (d) Pagos de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
 - (e) Distribución de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
 - (f) Distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados.
 - (g) Exceso y faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día en Adelanto.
 - (h) Sobrecobro por pérdidas marginales en el Mercado del Día en Adelanto.
 - (i) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.
- 17.3.2** Los precios de abono y cobro para los diversos tipos de cargo del Mercado del Día en Adelanto se calcularán de la siguiente manera:
- (a) Energía programada en el Mercado del Día en Adelanto: El Precio Marginal Local del Día en Adelanto para cada NodoP será calculado en el modelo de despacho del día en adelanto, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse. Los componentes de congestión marginal y pérdidas marginales están incluidos en el Precio Marginal Local.

- (b) Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto: Los precios de reservas del día en adelante en cada zona de reservas se calcularán en el modelo de despacho del día en adelante, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse.
- (c) Derechos Financieros de Transmisión: El valor de cada Derecho Financiero de Transmisión será igual al Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local del día en adelante en el NodoP de destino, menos el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local del día en adelante en el NodoP de origen, durante cada hora de su vigencia. Los Derechos Financieros de Transmisión serán “totalmente financiados”. Cualquier diferencia entre el valor de los Derechos Financieros de Transmisión y el Sobrecobro Bruto por Congestión se cubrirá por todos los Participantes del Mercado, como se describe en el inciso (g) siguiente.
- (d) Pago de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión: Los Derechos Financieros de Transmisión comprados por Participantes del Mercado en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión serán adquiridas a un precio por MWh determinado en la subasta. Aunque estos pagos no correspondan al Mercado del Día en Adelanto, se incluirán en el ciclo de liquidaciones del mismo.
- (e) Distribución de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión: Normalmente será positiva, pero podrá ser negativa en caso de que el conjunto de Derechos Financieros de Transmisión vigentes deje de ser factible y el CENACE requiera un pago neto a los Participantes del Mercado con el fin de asignar los Derechos Financieros de Transmisión que hacen factible a la solución. El ingreso total de la subasta relacionada con cada sistema interconectado será distribuido de manera proporcional en cada día de vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión, y el monto correspondiente a cada día se dividirá por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado con el fin de calcular el precio de la distribución de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión en cada día.
- (f) Distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados: El valor total de los Derechos Financieros de Transmisión relacionados con cada sistema interconectado que se encuentran en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados, más el valor de los pagos recibidos por la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados como resultado de la venta en subasta de sus Derechos Financieros de Transmisión relacionados con dicho sistema interconectado, serán divididos por las Compras Totales de Energía Física relacionadas con dicho sistema interconectado con el fin de determinar el precio de la distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados para el sistema interconectado en cada día. El ingreso de la subasta será distribuido de manera proporcional en cada día de vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión.
- (g) Exceso y faltante de cobro por congestión en el día en adelante: Los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP, menos los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP, multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP es el Sobrecobro Bruto por Congestión del Mercado del Día en Adelanto. El Sobrecobro Bruto por congestión del día en adelante menos los abonos netos realizados por el CENACE por las liquidaciones de los Derechos Financieros de Transmisión es el exceso y faltante neto de cobro por congestión del día en adelante. El exceso y faltante neto de cobro por congestión del día en adelante dividido entre las compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto es el precio de reembolso por exceso y faltante de cobro por congestión del día en adelante. Puede ser positivo o negativo. Todos los términos y cálculos descritos en este inciso se llevarán a cabo por separado para las transacciones relacionadas con cada sistema interconectado.

17.3.3 Los precios de abono por los diversos tipos de cargo del Mercado del Día en Adelanto, se calculan de la siguiente manera:

- (a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto: El abono aplicable a cada Generador programado para operar por el CENACE en el Mercado del Día en Adelanto será su oferta de arranque y sus ofertas de operación en vacío, de energía incremental y de Servicios Conexos que corresponden a los programas del Mercado del Día en Adelanto, menos el ingreso de ventas del Mercado del Día en Adelanto, durante el día de operación, si el valor es positivo. El abono por Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto será anulado cuando el Generador haya declarado el estatus de autoasignación o en caso de que el Generador no cumpla con las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.
- (b) Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto:
 - (i) El componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP, menos el componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP, es el Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto. Todos los términos y cálculos descritos en este inciso se llevarán a cabo por separado para las transacciones relacionadas con cada sistema interconectado.
 - (ii) El Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto siempre tendrá un valor positivo.
 - (iii) En cada año, el "Fondo de Servicio Universal Eléctrico" deberá informar al CENACE de sus requerimientos en dicho año. En cada día del año, hasta que se hayan financiado dichos requerimientos, el Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el mercado será transferida a dicho fondo.
 - (iv) Una vez que los requerimientos de financiamiento del "Fondo de Servicio Universal Eléctrico" se hayan cubierto, el Sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día en Adelanto dividido entre las Compras Totales de Energía en el Mercado del Día de Adelanto será el Precio de Reembolso por Sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día en Adelanto en cada hora.
- (c) Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto: El monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado del Día en Adelanto relacionados con cada sistema interconectado, dividido entre las Compras Totales de Energía en el Mercado del Día en Adelanto en dicho sistema interconectado.

17.3.4 Los precios de cobro para los diferentes tipos de cargo en el Mercado del Día de Adelanto se calcularán de la siguiente manera:

- (a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto: el abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto relacionados con cada sistema interconectado se dividirá entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día operativo para determinar el precio de distribución de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, que será cobrado a los Participantes del Mercado.

17.3.5 Las cantidades que se acreditan y se cargan a cada Participante del Mercado, así como los pagos que se abonan o se cobran, se calcularán de la siguiente manera:

- (a) A cada Participante se le abona o se le cobra el producto que resulta de multiplicar la cantidad de energía programado en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP por el Precio Marginal Local del Día en Adelanto para el NodoP correspondiente para cada hora. Los volúmenes de energía acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:

- (i) Generadores: se les acreditará la cantidad de energía programada para cada hora en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP en que sus Unidades de Central Eléctrica están registradas.
 - (ii) A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la cantidad de ventas virtuales programadas en el Mercado del Día en Adelanto y se les cargará la cantidad de compras virtuales en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP.
 - (iii) A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la cantidad de importaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto (ventas al Mercado Eléctrico Mayorista de energía comprado en el extranjero) y se les cargará la cantidad de exportaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto (compras al mercado a fin de vender la energía en el extranjero) para cada hora en cada NodoP que representa un punto de entrega o punto de recepción.
 - (iv) A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado del Día en Adelanto en las cuales se reporten como adquirentes, y se les cargará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado del Día en Adelanto en las cuales se reporten como emisores, para cada hora en cada NodoP.
 - (v) Entidades Responsables de Carga: Se les cargará la cantidad de las compras de energía eléctrica programadas en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP asociado con un Centro de Carga Directamente Modelado y en cada NodoP Distribuido que representa una zona de carga.
- (b) A cada Participante del Mercado se le abona o se le cobra el producto entre la cantidad de cada tipo de Servicios Conexos incluidos en el mercado programado en el Mercado del Día en Adelanto en cada zona de reservas y el precio del día en adelanto de cada tipo de reservas en la zona de reservas correspondiente para cada hora. Los volúmenes de Servicios Conexos acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:
- (i) Generadores: Se les acreditarán los volúmenes de Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto de sus Unidades de Central Eléctrica en cada zona de reservas en cada hora.
 - (ii) Generadores: se les cargarán los volúmenes de sus obligaciones de reservas. Las obligaciones de reservas para los diferentes tipos de Unidades de Central Eléctrica se calcularán en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.
 - (iii) Todos los Participantes del Mercado: A partir de la SEGUNDA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista se les acreditarán los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto de importaciones físicas de Servicios Conexos y les serán cargados los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto de las exportaciones físicas de Servicios Conexos en cada zona por cada hora.
 - (iv) Todos los Participantes del Mercado: se les cargarán los volúmenes de sus obligaciones de reservas de acuerdo con sus programas de importación y exportación en cada zona de reservas en cada hora. Las obligaciones de reservas para los diferentes tipos de importador y exportador se calcularán en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.
 - (v) Entidades Responsables de Carga: A partir de la SEGUNDA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista se les acreditarán los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto de Servicios Conexos a partir de los Recursos de Demanda Controlable.
 - (vi) Entidades Responsables de Carga: se les cargarán los volúmenes de sus obligaciones de reservas, las cuales se calculan como suma entre cualquier obligación especial que se establezca en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad, más su porción de la obligación total residual de reservas. La obligación total residual de reservas es la obligación total de reservas calculada en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad, menos las obligaciones de reservas de los Generadores, las obligaciones de reservas de los

importadores y exportadores, y las obligaciones especiales de reservas de las Entidades Responsables de Carga. La porción de la obligación total residual de reservas que corresponde a cada Entidad Responsable de Carga es la obligación total residual de reservas dividida entre las compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga, multiplicada por las compras de energía en el Mercado del Día en Adelanto de la Entidad Responsable de Carga en cuestión. Las obligaciones de reservas se calcularán para cada zona de reservas en cada hora del Mercado del Día en Adelanto.

- (c) Derechos Financieros de Transmisión: El valor de los Derechos Financieros de Transmisión se abonará o se cobrará a los Participantes de Mercado por cada Derecho Financiero de Transmisión que posean.
- (d) Pago de la Subasta de Derechos Financieros de Transmisión: Las posiciones de Derechos Financieros de Transmisión compradas por los Participantes del Mercado en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión indicarán la cantidad adquirida por cada Participante del Mercado al precio determinado en la subasta. Cuando el precio del Derecho Financiero de Transmisión haya sido positivo, el monto total se cobrará al comprador en el ciclo normal de liquidaciones, cinco días después de la realización de la subasta. Cuando el precio del Derecho Financiero de Transmisión haya sido negativo, el monto se abonará al comprador de manera proporcional en los estados de cuenta de cada día de la vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (e) Distribución de la Subasta de Derechos Financieros de Transmisión: Se abonará o se cobrará el precio de distribución de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión relacionadas con cada sistema interconectado, multiplicado por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.
- (f) Distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados: Se abonará o se cobrará el precio de la distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados relacionados con cada sistema interconectado, multiplicado por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.
- (g) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto:
 - (i) A los Generadores se les abonará el abono total de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto para cada día en que sus Unidades de Central Eléctrica reciban una asignación en el Mercado del Día en Adelanto, excepto cuando no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.
 - (ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto relacionada con cada sistema interconectado, por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.
- (h) Exceso y faltante de cobros por congestión: A los Participantes del Mercado se les abonará o se les cobrará el precio de reembolso por el exceso o faltante de cobro de congestión del Mercado del Día en Adelanto multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto para la hora correspondiente.
- (i) Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto: A los Participantes del Mercado se les abonará el Precio del Sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día de Adelanto multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto para la hora correspondiente.
- (j) Penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto:
 - (i) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán definir penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto necesarias para asegurar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (ii) Se abonará a los Participantes del Mercado el Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto en dicho sistema interconectado para la hora correspondiente.

17.4 Liquidaciones del Mercado de Tiempo Real

17.4.1 Los tipos de cargos en el Mercado de Tiempo Real incluyen los siguientes:

- (a) Energía entregada en tiempo real.
- (b) Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real.
- (c) Exceso y faltante de cobros por congestión del Mercado de Tiempo Real.
- (d) Exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real.
- (e) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real (mercado de PRIMERA ETAPA).
- (f) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA).
- (g) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA).
- (h) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado (mercado de SEGUNDA ETAPA).
- (i) Penalizaciones por incumplimiento de las instrucciones de despacho, incluyendo el despacho de Servicios Conexos.

17.4.2 En el mercado de PRIMERA ETAPA, todos los cargos del Mercado de Tiempo Real estarán basados en los datos de mediciones por hora y los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real reflejarán el promedio por hora de todos los Precios Marginales Locales por intervalo de despacho obtenidos durante dicha hora. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, los diversos cargos aplicables del Mercado de Tiempo Real serán calculados y liquidados por cada intervalo de despacho.

17.4.3 Los precios de abono y cobro para los diversos tipos de cargo en el Mercado de Tiempo Real se calculan de la siguiente manera:

- (a) Energía entregada en Tiempo Real: El Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real para cada NodoP se calculará en el modelo de despacho en tiempo real (Despacho Económico con Restricciones de Seguridad), incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse. Los pagos por congestión marginal y pérdidas marginales se incluirán en el Precio Marginal Local.
- (b) Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real: Los precios de reservas en tiempo real en cada zona, se calcularán en el modelo Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse.
- (c) Exceso y faltante de cobro por congestión en tiempo real: Los componentes de congestión de los Precio Marginales Locales de Tiempo Real en cada NodoP multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP, menos los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real en cada NodoP, multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP es el Sobrecobro Bruto por Congestión del Mercado de Tiempo Real. El exceso y faltante de cobro neto por congestión en el Mercado de Tiempo Real en un sistema interconectado dividido entre las Compras Totales de Energía Física en el sistema interconectado correspondiente es igual al precio de reembolso por exceso y faltante de cobro por congestión en el Mercado de Tiempo Real en dicho sistema interconectado. Puede ser positivo o negativo.
- (d) Exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real:
 - (i) El Componente de Energía Marginal y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP, menos el Componente de Energía Marginal y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos

NodosP, es el exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real. Todos los términos y cálculos descritos en este inciso se llevarán a cabo por separado para las transacciones relacionadas con cada sistema interconectado.

- (ii) El exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real podrá tener un valor positivo o negativo.
- (iii) El exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real en un sistema interconectado dividido entre las Compras Totales de Energía Física será igual al precio de reembolso por exceso y faltante de pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real en dicho sistema interconectado en cada hora.

17.4.4 Los precios de abono por los diversos tipos de cargo del Mercado de Tiempo Real se calcularán de la siguiente manera:

- (a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real: Se utilizará en el mercado de PRIMERA ETAPA y se calculará de acuerdo con lo siguiente:
 - (i) El monto aplicable a cada Generador cuando es positivo, será el valor de la expresión (A) menos el valor de la expresión (B) que se mencionan a continuación:
 - A. El incremento en costos de operación entre el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real con base en su oferta de arranque, de operación en vacío y de energía incremental que correspondan a cada mercado.
 - B. Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) Para efectos de los costos de operación del Mercado de Tiempo Real, se utilizarán las ofertas de precio que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación, sin tomar en cuenta las ofertas de precio que se hayan actualizado posteriormente.
 - (iii) El abono de Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real será anulado cuando el Generador haya declarado el estatus de auto asignación o cuando el Generador no siga las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.
 - (iv) 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.
- (b) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real: Se utilizará en el mercado de SEGUNDA ETAPA y se calculará de acuerdo con lo siguiente:
 - (i) El monto aplicable a cada Generador que recibe una instrucción de arranque del CENACE en el Mercado de Tiempo Real cuando es positivo, será el valor de la expresión (A) menos el valor de la expresión (B) que se mencionan a continuación:
 - A. Los costos de operación en tiempo real con base en su oferta de arranque, de operación en vacío y de energía incremental que correspondan al Mercado de Tiempo Real.
 - B. Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) Para efectos de los costos de operación del Mercado de Tiempo Real, se utilizarán las ofertas de precio que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación, sin tomar en cuenta las ofertas de precio que se hayan actualizado posteriormente.
 - (iii) El abono de Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real será anulado cuando el Generador haya declarado el estatus de auto asignación o cuando el Generado no siga las instrucciones de asignación o despacho en el día de operación.
 - (iv) La Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real se calculará por periodo de asignación.

- (c) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real (será utilizada en el mercado de SEGUNDA ETAPA): Si los Generadores reciben instrucciones del CENACE para operar sus Unidades de Central Eléctrica a niveles diferentes al punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, ya sea para la activación de reservas o por requerimientos de Confiabilidad, entonces el precio de abono será la diferencia entre el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real y el precio de su oferta para dicho nivel de producción, si dicha diferencia ha producido un costo neto al Generador.
- (d) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado (será utilizada en el mercado de SEGUNDA ETAPA): Si los Generadores reciben instrucciones del CENACE para remover de operación sus Unidades de Central Eléctrica con anticipación a la hora anteriormente instruida por el CENACE, entonces el precio de abono será el costo neto al Generador de cumplir dicha instrucción. En el cálculo de dichos costos, se tomarán en cuenta los costos operativos incurridos, los abonos que resultaran de volúmenes de energía y Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto, los abonos por las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación y los cobros o abonos que resultaran de los volúmenes de energía y Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real.
- (e) Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado de Tiempo Real: El monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado, será el precio de reembolso por las penalizaciones en tiempo real.

17.4.5 Los precios de cobro por los diversos tipos de cargo en tiempo real se calcularán de la siguiente manera:

- (a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en Tiempo Real en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado en el mercado de PRIMERA ETAPA.
- (b) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por la asignación de generación en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado en el mercado de SEGUNDA ETAPA.
- (c) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado en el mercado de SEGUNDA ETAPA.
- (d) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado.
- (e) Penalizaciones por incumplimiento a las instrucciones de despacho: El precio unitario establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado se cobrará por cada MW de incumplimiento del despacho que se encuentre fuera de la banda de tolerancia. Asimismo, se aplicarán las penalizaciones por incumplimiento de despacho de Servicios Conexos descritos en las Bases 10.3.6, 10.3.7, 10.3.8 y 10.3.9.

- 17.4.6** Las cantidades se acreditan y se cargan a cada Participante del Mercado, así como los pagos que se abonan o se cobran se calcularán de la siguiente manera:
- (a) A cada Participante del Mercado se le abona o se le cobra el producto entre la cantidad de energía entregado en el Mercado de Tiempo Real en cada NodoP y el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real para el NodoP correspondiente para cada hora o intervalo de despacho. Los volúmenes de energía acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:
 - (i) Generadores: se les acreditará la cantidad de energía generada en exceso de la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP; y se les cargará por la cantidad de energía generada que resulte menor a la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP.
 - (ii) A todos los Participantes del Mercado: se les cargará la cantidad de ventas virtuales programadas en el Mercado del Día en Adelanto y se les acreditará la cantidad de compras virtuales en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP.
 - (iii) A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la cantidad de exportaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto menos la cantidad de exportaciones implementadas, cuando se realicen reducciones, y se les cargará la cantidad de importaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto menos la cantidad de importaciones implementadas, cuando se realicen reducciones. Lo anterior se calculará para cada hora en cada NodoP que representa un Punto de Entrega o Punto de Recepción, basado en el estado final de las Etiquetas Electrónicas o equivalentes presentadas por cada Participante del Mercado.
 - (iv) A todos los Participantes del Mercado: Se les acreditará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado de Tiempo Real en las que se reporten como adquirentes, y se les cargará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado de Tiempo Real en las cuales se reporten como emisores, para cada hora en cada NodoP.
 - (v) Entidades Responsables de Carga: se les cargará por la cantidad de la energía medida, de acuerdo con las Reglas del Mercado en materia de medición, en exceso de la cantidad de compras de energía programadas en el Mercado del Día en Adelanto, y se les acreditará por la cantidad de la energía medida por debajo de la cantidad de compras de energía programadas en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP asociado con un Centro de Carga Directamente Modelado y en cada NodoP Distribuido que representa una zona de carga.
 - (b) A cada Participante del Mercado se le abona o se le cobra el producto entre la cantidad de cada tipo de Servicios Conexos incluidos en el mercado entregado en el Mercado de Tiempo Real en cada zona de reservas y el precio de tiempo real de cada tipo de reservas en la zona de reservas correspondiente para cada hora o intervalo de despacho. Los volúmenes de servicios conexos acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:
 - (i) Todos los Participantes del Mercado: se les acreditarán los volúmenes de Servicios Conexos producidos en tiempo real en exceso de los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora, y se les cargarán los volúmenes de los Servicios Conexos producidos o importados en tiempo real por debajo de los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora.
 - (ii) Todos los Participantes del Mercado: se les cargarán los volúmenes de las obligaciones de reservas en tiempo real en exceso de las obligaciones de reservas programadas en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora y se les acreditarán los volúmenes de las obligaciones de reservas en tiempo real por debajo de las obligaciones de reservas programadas en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora.

- (c) Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de PRIMERA ETAPA):
- (i) A los Generadores se les abonará el total de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, excepto cuando se hayan auto asignado o no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el día de operación.
 - (ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.
- (d) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA):
- (i) A los Generadores se les abonará el total de Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real por cada día en que sus Unidades de Central Eléctricas reciban una asignación en el Mercado de Tiempo Real, excepto cuando se hayan auto asignado o no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.
 - (ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.
- (e) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA):
- (i) Se les abonará a los Generadores, cuando reciben instrucciones del CENACE para operar a niveles diferentes al punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, el precio de abono de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real multiplicado por cada MWh de diferencia entre el nivel real de producción y el punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, si dicha diferencia ha producido un costo neto al Generador, excepto por las horas en que no hayan seguido las instrucciones de despacho. La Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real no se aplicará a las Unidades de Central Eléctrica que, en el mismo día, reciban abonos por la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por el Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.
- (f) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado (mercado de SEGUNDA ETAPA):
- (i) Se les abonará a los Generadores, cuando reciben instrucciones del CENACE para remover de operación sus Unidades de Central Eléctrica con anticipación a la hora anteriormente instruida por el CENACE, el precio de abono de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, excepto cuando no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.
 - (ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.
- (g) Exceso y faltante de cobros por congestión en el Mercado de Tiempo Real: A los Participantes del Mercado se les abonará o se les cobrará el precio de reembolso por el exceso y faltante de cobro por congestión en tiempo real en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.

- (h) Exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real: A los Participantes del Mercado se les abonará o se les cobrará el precio de reembolso por el exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en tiempo real en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.
- (i) Penalizaciones en el Mercado de Tiempo Real:
 - (i) Se cobrará a los Generadores el precio de la penalización correspondiente por cada MW de desviación en cada intervalo de despacho, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes. Asimismo, se aplicarán las penalizaciones por incumplimiento de despacho de Servicios Conexos descritos en las Bases 10.3.6, 10.3.7, 10.3.8 y 10.3.9.
 - (ii) Se abonará a los Participantes del Mercado el Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en dicho sistema interconectado Física para la hora correspondiente.

17.5 Liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista

17.5.1 El CENACE incluirá en las liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista, los cargos y pagos por los siguientes servicios:

- (a) servicio de transmisión.
- (b) servicio de distribución.
- (c) operación del mercado y Servicio de Control del Sistema.
- (d) costos de vigilancia del mercado.
- (e) Servicios Conexos no incluidos en el mercado:
 - (i) Reservas Reactivas.
 - (ii) Potencia reactiva.
 - (iii) Servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema.

17.5.2 La CRE determinará las tarifas reguladas para todos los servicios fuera de Mercado Eléctrico Mayorista que se describen en esta Base. Las tarifas reguladas establecerán los precios unitarios y las fórmulas para la asignación a diferentes Participantes del Mercado.

17.5.3 Asimismo, la CRE determinará los costos de vigilancia del mercado que se asignarán a los Participantes del Mercado, así como las fórmulas para la asignación a diferentes Participantes del Mercado.

17.5.4 Cuando la CRE así lo determine, las tarifas reguladas para los Servicios Conexos fuera del Mercado Eléctrico Mayorista pueden incluir un componente de costo de oportunidad. Para este fin, el CENACE calculará el costo de oportunidad de los Servicios Conexos fuera de mercado que sean despachados.

17.5.5 Los Participantes del Mercado que representan activos de Abasto Aislado que operan con una interconexión al Sistema Eléctrico Nacional pagarán por todos los servicios basados en el Mercado Eléctrico Mayorista y fuera de dicho mercado que apliquen, con base en las inyecciones y retiros individuales de cada Unidad de Central Eléctrica y Centro de Carga.

17.5.6 Las tarifas reguladas para los servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista se actualizarán periódicamente por la CRE. El CENACE calculará y pagará o cobrará a los Participantes del Mercado por los servicios fuera de mercado en los ciclos de liquidación a que se refiere este documento.

17.6 Liquidaciones del Mercado para el Balance de Potencia

17.6.1 Los precios pagados y cobrados por el CENACE para los diversos cargos del Mercado para el Balance de Potencia serán calculados conforme al Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

- 17.6.2** Los pagos basados en el Mercado para el Balance de Potencia se calcularán en el segundo mes después de que finalice el año de operación de que se trate.
- 17.7 Liquidaciones del Mercado de Certificados de Energías Limpias**
- 17.7.1** El Mercado de Certificados de Energías Limpias resultará en un precio único en cada ocasión que se realiza, en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. El CENACE facturará a los Participantes de Mercado por las transacciones celebradas en dicho mercado tres días después de su realización.
- 17.8 Otras liquidaciones**
- 17.8.1** Los siguientes cargos y créditos se incluirán en las liquidaciones de los Participantes del Mercado:
- (a) Cobro de multas instruidas por la CRE.
 - (b) Otras penalizaciones estipuladas en las Reglas del Mercado.
 - (c) Déficit y superávit de los Contratos de Interconexión Legados.
 - (d) Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
 - (e) Pérdidas no aprobadas por la CRE incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (f) Pérdidas no aprobadas por la CRE no incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (g) Costos de energía de desbalance en interconexiones internacionales.
 - (h) Costos de energía de Confiabilidad en interconexiones internacionales.
 - (i) Cuentas incobrables.
- 17.8.2 Cobro de multas instruidas por la CRE.** Cuando la CRE se lo instruya, el CENACE incluirá multas en la facturación de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores. La determinación de las multas es responsabilidad de la CRE. Los ingresos por las multas se destinarán al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
- 17.8.3 Otras penalizaciones estipuladas en las Reglas del Mercado.** Las Reglas del Mercado podrán estipular penalizaciones adicionales para garantizar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista. Cuando no se indique expresamente un destino del monto ingresado por estos conceptos, su destino será el Fondo de Capital de Trabajo.
- 17.8.4 Déficit y superávit de los Contratos de Interconexión Legados.** El Generador de Intermediación reportará al CENACE las diferencias entre los cobros y pagos realizados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y los cobros y pagos realizados al CENACE bajo las Reglas del Mercado como representante de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga incluidos en dichos contratos. Asimismo, el Generador de Intermediación reportará al CENACE los costos administrativos que autorice la CRE. El valor total del déficit o superávit resultante, más los costos administrativos se reembolsará al Generador de Intermediación. Dicho monto será cargado o abonado a los Participantes del Mercado. Dichos costos se dividirán por las Compras Totales de Energía Física en todos los sistemas eléctricos y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física en todos los sistemas eléctricos, a fin de aplicarse a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.
- 17.8.5 Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.** En caso que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reintegre fondos al CENACE, dichos fondos se dividirán por las Compras Totales de Energía Física en todos los sistemas interconectados durante el año previo a la reintegración y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física en todos los sistemas interconectados durante el año previo a la reintegración, a fin de abonarlos a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.
- 17.8.6 Pérdidas no aprobadas por la CRE incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista**
- (a) La cantidad de energía inyectada al Sistema Eléctrico Nacional en ubicaciones incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista será mayor que la cantidad de energía retirada del sistema en las ubicaciones incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista, debido a las pérdidas. Estas pérdidas serán pagadas a través de la porción de los Componentes de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales y esa porción no será reembolsada al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

- (b) Los Transportistas y Distribuidores son responsables de mantener las pérdidas en los niveles aprobados por la CRE, y serán responsables cuando las pérdidas reales sean mayores o menores al nivel de pérdidas aprobadas.
- (c) Para cada sección del Sistema Eléctrico Nacional que sea incluida en el Mercado Eléctrico Mayorista y sea operada por algún Transportista o Distribuidor, el CENACE llevará a cabo el siguiente cálculo con la periodicidad que se determine en los Manuales de Prácticas de Mercado:
 - (i) Determinar la cantidad de pérdidas de energía que ocurrieron físicamente.
 - (ii) Determinar la cantidad de pérdidas de energía aprobadas por la CRE.
 - (iii) Determinar el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, como el producto del promedio del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en cada Región del Sistema Eléctrico Nacional y la diferencia entre las pérdidas observadas y las pérdidas aprobadas.
 - (iv) El CENACE abonará o cobrará a los Transportistas y Distribuidores por el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, en los términos de las disposiciones correspondientes.
- (d) Los fondos abonados o cobrados a los Transportistas y Distribuidores en relación con cada sistema interconectado se dividirán por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente, a fin de abonarlos o cobrarlos a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.

17.8.7 Pérdidas no aprobadas por la CRE no incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista

- (a) En general, las Entidades Responsables de Carga comprarán energía en los NodosP incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista. En los términos de las Reglas del Mercado en materia de modelos, el Modelo Comercial de Facturación calculará las cantidades de energía cargadas a las Entidades Responsables de Carga por los Centros de Carga Indirectamente Modelados con base en los consumos medidos. Para dichos efectos, las cantidades cargadas en los NodosP serán mayores que las cantidades medidas en sus medidores, tomando en cuenta las pérdidas aprobadas por la CRE.
- (b) La cantidad total de energía cargada a las Entidades Responsables de Carga podrá ser diferente de la cantidad de retiros físicos en los NodosP. Esto ocurrirá, en particular, cuando las pérdidas en la porción del Sistema Eléctrico Nacional no incluida en el Mercado Eléctrico Mayorista sean diferentes de los niveles aprobados por la CRE.
- (c) El CENACE determinará el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, como el producto del promedio del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en cada zona de carga y la diferencia entre la cantidad de retiros físicos de energía en cada NodoP y la cantidad de retiros físicos de energía facturados a las Entidades Responsables de Carga.
- (d) El CENACE abonará o cobrará a los Distribuidores por el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, en los términos de las disposiciones correspondientes.
- (e) Los fondos abonados o cobrados a los Distribuidores se dividirán por las Compras Totales de Energía Física correspondientes a los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de carga durante el periodo correspondiente y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física correspondientes a los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de carga durante el periodo correspondiente a fin de abonarlos o cobrarlos a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

- 17.8.8 Desbalance Internacional.** El CENACE gestionará, si aplican, las diferencias entre el intercambio programado y el intercambio real de las líneas de enlace internacionales (energía inadvertida). En el caso de que estas diferencias resulten en un costo o ingreso neto pagable por o al CENACE, el monto neto relacionado con cada sistema interconectado se dividirá por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente y se multiplicará por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente, a fin de abonarlo o cobrarlo a todos los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.
- 17.8.9 Intercambios internacionales por Confiabilidad.** Para los intercambios que realice el CENACE con sistemas extranjeros para Confiabilidad se deberá observar lo siguiente:
- (a) Deberán registrarse en forma horaria las cantidades y los precios acordados con el sistema externo así como los puntos de entrega o de recepción.
 - (b) Los intercambios programados en el Mercado del Día en Adelanto se registrarán como intercambios programados en el Mercado del Día en Adelanto.
 - (c) Los intercambios programados en el Mercado de Tiempo Real se registrarán como intercambios programados en el Mercado de Tiempo Real.
 - (d) El CENACE pagará o cobrará la cantidad por el precio acordado al sistema extranjero.
 - (e) El CENACE calculará el costo o ingreso neto que resulte de dichas transacciones, entendido como la diferencia entre el precio acordado al sistema extranjero y el valor de la energía de acuerdo con los Precios Marginales Locales correspondientes.
 - (f) El costo o ingreso neto relacionado con cada sistema interconectado se dividirá por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente y se multiplicará por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente, a fin de abonarlo o cobrarlo a todos los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.
- 17.8.10 Cuentas incobrables.** El precio de las cuentas incobrables será calculado como se describe en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y será cargado a los Participantes del Mercado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en todos los sistemas interconectados.
- 17.8.11 Contratos de Cobertura Eléctrica**
- (a) Los Participantes del Mercado pueden elegir entre tres opciones para la liquidación de los Contratos de Cobertura Eléctrica:
 - (i) Sin informar al CENACE (cualquier producto);
 - (ii) A través del CENACE, mediante la programación de una Transacción Bilateral Financiera (sólo energía y Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista); o,
 - (iii) A través del CENACE, mediante el reporte de una Transacción Bilateral de Potencia (sólo Potencia).
 - (b) Las Transacciones Bilaterales de Potencia no se consideran Transacciones Bilaterales Financieras porque conllevan la transferencia de la obligación legal de procurar Potencia. Los mecanismos para la liquidación de esas transacciones se definen en las Reglas del Mercado relativos al Mercado para el Balance de Potencia.
 - (c) Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica obtendrán las siguientes ventajas al programar Transacciones Bilaterales Financieras con el CENACE:
 - (i) La compra neta que el adquirente realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista es menor, ya que se acreditan sus compras a través de los Contratos de Cobertura Eléctrica. Esto reduce el monto garantizado de pago del adquirente ante el CENACE.

- (ii) La venta neta del emisor al CENACE es menor, debido a los cargos por la cantidad de energía y otros productos vendidos bajo el Contrato de Cobertura Eléctrica. Esto le permite liquidar su transacción directamente con el adquiriente, reduciendo el monto de capital de trabajo requerido para financiar el ciclo de pago ante el CENACE.
- (d) Con la finalidad de programar una Transacción Bilateral Financiera o Transacción Bilateral de Potencia, las partes en los Contratos de Cobertura Eléctrica deben informar al CENACE del contenido de las condiciones relevantes:
 - (i) Las condiciones relevantes de las Transacciones Bilaterales Financieras incluyen la cantidad de energía transferida, el NodoP al cual la energía es transferida, la hora u horas en que la energía se transfiere y el mercado en el que se hace la transferencia (Mercado del Día de Adelanto o Mercado de Tiempo Real), o condiciones equivalentes para transacciones de Servicios Conexos.
 - (ii) Las condiciones relevantes de las Transacciones Bilaterales de Potencia incluyen la cantidad de Potencia transferida, la zona de Potencia en la cual la Potencia es transferida, y el año en el que se hace la transferencia.
 - (iii) Entre las condiciones no relevantes se incluyen los pagos acordados entre las partes o las reglas generales del Contrato de Cobertura Eléctrica que generaron la programación específica de la Transacción Bilateral Financiera o Transacción Bilateral de Potencia. El CENACE no requiere esta información.
- (e) El registro inicial de las Transacciones Bilaterales Financieras se podrá realizar a partir de 7 días antes de la realización del mercado correspondiente y hasta 3 días después de la realización del mercado correspondiente.
- (f) El registro inicial de las Transacciones Bilaterales de Potencia se podrá realizar a partir de 7 días antes de la realización del mercado correspondiente y hasta 1 día antes de la realización del mercado correspondiente.
- (g) El Software de Programación Financiera permitirá a los Participantes del Mercado registrar las condiciones relevantes de sus Contratos de Cobertura Eléctrica a fin de que las Transacciones Bilaterales Financieras y las Transacciones Bilaterales de Potencia resultantes sean registrados automáticamente por el CENACE por la duración de los contratos.

17.9 Pagos

17.9.1 Todos los miércoles el CENACE requerirá el pago de todas las cuentas por cobrar correspondientes a las facturas acumuladas del lunes al domingo de la semana inmediata anterior y emitirá el pago de todas las cuentas por pagar correspondientes las facturas acumuladas del lunes al domingo de dos semanas antes. Dado que el sistema bancario opera en días hábiles, en caso de que el miércoles (o el día que determine el CENACE) fuese inhábil se permitirá pagar el día siguiente hábil posterior

17.9.2 El capital de trabajo neto de este ciclo de pago se retendrá en el Fondo de Capital de Trabajo.

17.9.3 En caso de mora o incumplimiento de pago de las facturas que emita el CENACE a los Participantes del Mercado, se procederá como sigue:

- (a) El CENACE suspenderá los pagos que se le adeuden al Participante del Mercado de que se trate hasta que la factura correspondiente y los intereses generados hayan quedado completamente liquidados.
- (b) La mora en el pago generará la obligación para el Participante del Mercado de pagar intereses a una tasa de 2% mensual más 2 veces la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a 28 días, convertida en una tasa por día y calculada diariamente, a partir de la fecha de vencimiento de pago de la factura correspondiente y hasta que ésta se liquide junto con los intereses generados.
- (c) El CENACE cubrirá las obligaciones de pago a otros Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores y al propio CENACE asociadas con la factura correspondiente utilizando recursos del Fondo de Capital de Trabajo.

- (d) El CENACE hará efectiva la garantía o las garantías de cumplimiento del Participante del Mercado de que se trate, hasta cubrir los pagos no realizados y transferirá los recursos correspondientes al Fondo de Capital de Trabajo.
- (e) Si por cualquier razón el valor de las garantías de cumplimiento resulta insuficiente para liquidar la factura correspondiente y los intereses generados, el CENACE procederá a realizar el cobro de los recursos faltantes por la vía que corresponda y, una vez obtenidos estos recursos junto con el reembolso de los gastos y costos adicionales en que haya incurrido para obtenerlos, transferirá los mismos al Fondo de Capital de Trabajo.

17.9.4 Cuando dentro de un periodo de 12 meses, un Participante del Mercado incurra en mora o incumplimiento de pago de cualquier factura emitida por el CENACE se observará lo siguiente:

- (a) 1 vez: El CENACE lo notificará al Participante del Mercado.
- (b) 2 o más veces: El CENACE lo notificará al Participante del Mercado y lo publicará en el Sistema de Información del Mercado.
- (c) 4 veces: Se aumentará al doble el valor del margen prudencial que deba utilizarse para calcular su Responsabilidad Estimada Agregada en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente por un periodo de 12 meses.
- (d) 5 veces: El CENACE restringirá al Participante del Mercado por un periodo de 3 meses, limitándolo durante este periodo a que solamente pueda realizar transacciones que no aumenten su Responsabilidad Estimada Agregada.
- (e) 7 veces: El CENACE iniciará el procedimiento de terminación anticipada de su contrato de Participante del Mercado dado que se considera como un incumplimiento grave a las Reglas del Mercado.

El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente establecerá términos para que los días adicionales de retraso en el pago de una factura se contabilicen como un incumplimiento adicional.

17.9.5 Los retiros del Fondo de Capital de Trabajo se reembolsarán a dicho fondo por los siguientes medios:

- (a) Los pagos atrasados recibidos de los Participantes del Mercado, así como los intereses cobrados, se depositarán en el fondo.
- (b) El CENACE iniciará los procedimientos convencionales, administrativos y los procesos judiciales para cobrar cuentas por cobrar a los Participantes del Mercado cuya operación haya sido suspendida o cuyos contratos hayan sido terminados. Los importes percibidos menos los gastos legales y administrativos, se acreditarán al fondo.
- (c) Las cuentas por cobrar de los Participantes del Mercado cuyos contratos con el CENACE hayan terminado, pueden ser vendidas a terceros mediante procesos competitivos para su cobranza (factoraje), de conformidad con los Manuales de Prácticas de Mercado. Los ingresos de estas ventas serán acreditados al fondo.
- (d) Si las cuentas por cobrar son incobrables de conformidad con los Manuales de Prácticas de Mercado, la cantidad restante será cargada a todos los Participantes del Mercado que hacen las compras de energía en el Mercado del Día en Adelanto o Compras de energía en el Mercado de Tiempo Real. El precio unitario de las cuentas incobrables se calculará como el balance neto de cuentas no cobrables, dividido entre las Compras Totales de Energía en el Mercado del Día en Adelanto o Compras más las Compras Totales de Energía en el Mercado de Tiempo Real en todos los sistemas interconectados en los 365 días anteriores a la fecha de determinación de las cuentas incobrables. Este precio se le cobrará por cada MWh de las Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto y las Compras PM de Energía el Mercado de Tiempo Real en todos los sistemas interconectados de cada Participante del Mercado. Estos cargos serán aplicados diariamente y depositados en el fondo. Como resultado, las cuentas incobrables normalmente deberán ser reembolsadas al fondo dentro del año siguiente.
- (e) El precio unitario de las cuentas incobrables no podrá exceder los 50 pesos por MWh. Por tanto, si ocurre una falta de pago que exceda el producto de 50 pesos por las Compras Totales de Energía Física anuales, el periodo para devolver las cuentas incobrables al fondo podrá ser mayor al año. El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente podrá señalar factores de ajuste para modificar el límite de 50 pesos.
- (f) El CENACE podrá utilizar financiamiento temporal para aportar recursos al Fondo de Capital de Trabajo si el monto de obligaciones no pagadas es mayor que su capital.