

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Liquidaciones. (Continúa en la Tercera Sección).

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

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

CONSIDERANDO

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

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

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

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

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

Que el Manual de Liquidaciones desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 17 de las Bases del Mercado Eléctrico, a fin de describir los datos utilizados, las fórmulas y los procedimientos de cálculo mediante los cuales se determinarán los cargos y los pagos que deberán aplicarles a los Participantes del Mercado, a los proveedores de servicios regulados para el Mercado Eléctrico Mayorista, a los representantes de los Contratos de Interconexión Legados y de los Sistemas Eléctricos Externos Interconectados, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y al Fondo de Capital de Trabajo, por sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, y

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

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Liquidaciones.

TRANSITORIO

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

Ciudad de México, a 11 de diciembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-**
Rúbrica.

MANUAL DE LIQUIDACIONES

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción

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

CAPÍTULO 2 Entidades Consideradas en las Liquidaciones

- 2.1 Participantes del Mercado
- 2.2 Representante de los Contratos de Interconexión Legados
- 2.3 Representantes de los Sistemas Externos Interconectados
- 2.4 Transportistas y Distribuidores de Energía Eléctrica
- 2.5 CENACE
- 2.6 Autoridad de Vigilancia del Mercado
- 2.7 Fondo de Servicio Universal Eléctrico
- 2.8 Fondo de Capital de Trabajo

CAPÍTULO 3 Disposiciones Generales

- 3.1 Responsable de Liquidaciones
- 3.2 Sistema de Doble Liquidación
- 3.3 Tratamiento de los Sistemas Eléctricos Interconectados
- 3.4 Etapas del Mercado Eléctrico Mayorista
- 3.5 Ciclo de Liquidación
- 3.6 Validación de Precios
- 3.7 Folio Único de Liquidación
- 3.8 Convención de Signos Adoptada en los Estados de Cuenta Diarios

CAPÍTULO 4 Liquidación Diaria del Mercado del Día en Adelanto

- 4.1 Compras PM de Energía Física
- 4.2 Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.3 Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.5 Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y Devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales
- 4.6 Derechos Financieros de Transmisión (DFT)
- 4.7 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
- 4.8 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

CAPÍTULO 5 Liquidación Diaria del Mercado de Tiempo Real

- 5.1 Energía
- 5.2 Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real
- 5.3 Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho
- 5.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real
- 5.5 Exceso/Faltante de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real
- 5.6 Devolución del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real
- 5.7 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real

CAPÍTULO 6 Liquidación de Servicios no Basados en el Mercado Eléctrico Mayorista

- 6.1 Servicios de Transmisión
- 6.2 Servicios de Distribución
- 6.3 Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y Servicio de Control del Sistema
- 6.4 Vigilancia del Mercado
- 6.5 Servicios Conexos no Incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista

CAPÍTULO 7 Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia

- 7.1 Precio Neto de Potencia

CAPÍTULO 8 Liquidación de Conceptos Complementarios

- 8.1 Exceso/Ahorro de Pérdidas de Energía en las Redes de Transmisión y Distribución
- 8.2 Intercambios con Sistemas Externos para Asegurar Confiabilidad
- 8.3 Desbalance en Interconexiones Internacionales
- 8.4 Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía
- 8.5 Penalizaciones Estipuladas en las Reglas del Mercado y las Disposiciones Operativas del Mercado sin un Destino Explícito
- 8.6 Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico
- 8.7 Cuentas Incobrables en el Fondo de Capital de Trabajo
- 8.8 Déficit/Superávit de los Contratos de Interconexión Legados

CAPÍTULO 9 Liquidaciones Bajo la Suspensión del Mercado de Energía de Corto Plazo

- 9.1 Pagos y Cargos Durante una Suspensión

CAPÍTULO 10 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 y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2 Los Manuales de Prácticas de Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado y establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Propósito de este Manual

- 1.2.1 El presente Manual de Liquidaciones es el Manual de Prácticas de Mercado que describe las fórmulas y los procedimientos de cálculo mediante los que se determinan los cargos y los pagos a los Participantes del Mercado, a los proveedores de servicios regulados para el Mercado Eléctrico Mayorista, a los representantes de los Contratos de Interconexión Legados y de los Sistemas Eléctricos Externos Interconectados, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y al Fondo de Capital de Trabajo.
- 1.2.2 Los datos utilizados en las fórmulas y los procedimientos de cálculo empleados provienen de las ofertas de los Participantes del Mercado, los resultados de los procesos de mercado, las mediciones y las instrucciones de despacho de los operadores del Sistema Eléctrico Nacional. En este Manual se describe cada uno de los datos utilizados. Cada Participante del Mercado tendrá acceso a los datos suficientes para que pueda reproducir los cálculos de los pagos y cargos que le conciernen.
- 1.2.3 El contenido de este Manual desarrolla con mayor detalle la Base 17 de las Bases del Mercado Eléctrico.

- 1.2.4** El Estado de Cuenta Diario que cada Participante del Mercado recibirá, incluirá un folio alfanumérico que identifica en forma única a cada cargo o pago que recibirá. Con el folio del cargo o el pago que aparecerá en el Estado de Cuenta Diario, el Participante del Mercado podrá encontrar en este manual una explicación detallada del concepto y de la fórmula o procedimiento que se utiliza para su cálculo.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento y de las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:

- 1.3.1 CILs:** Contratos de Interconexión Legados.
- 1.3.2 Cuenta de Orden:** Cuenta que los Participantes del Mercado generan en el Módulo de Registro del Sistema de Información de Mercado, para gestionar las transacciones que lleven a cabo en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.3 Directamente Medido:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que cuenta con medición con calidad de facturación en el punto de conexión o en el punto de interconexión, de tal manera que la cantidad de energía consumida o generada para efectos de la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se basa en valores específicos medidos para el Centro de Carga o Central Eléctrica. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Directamente Medido puede ser Directamente Modelado o Indirectamente Modelado.
- 1.3.4 Directamente Modelado:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física y el Modelo Comercial del Mercado. Dichos Centros de Carga y Centrales Eléctricas se asociarán con un NodoP Elemental o NodoP Agregado específico en el Modelo Comercial del Mercado, de tal forma que la energía eléctrica que compran y venden en el Mercado se valorará a un PML específico para su punto de conexión o su punto de interconexión. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Directamente Modelado siempre es Directamente Medido.
- 1.3.5 Distribución:** La conducción de energía eléctrica a través de Redes Generales de Distribución.
- 1.3.6 Distribuidor:** Los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en el territorio mexicano.
- 1.3.7 DFT:** Derechos Financieros de Transmisión
- 1.3.8 Empresa Productiva Subsidiaria o EPS:** Las empresas productivas subsidiarias a que se refiere el artículo 58 de la Ley de la CFE.
- 1.3.9 Estado de Cuenta Diario (ECD):** Documento que emite el CENACE todos los días para cada Participante del Mercado, que contiene el detalle de sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista; es la base que se utiliza para los procesos de liquidación y re-liquidación.
- 1.3.10 Folio Único de Facturas (FUF):** Registro individual que el sistema del CENACE asigna a cada Factura, Nota de Crédito o Nota de Débito que emite; o registro individual que el Participante del Mercado deba incluir en cada Factura, Nota de Crédito o Nota de Débito que emite al CENACE. Estos folios estarán especificados en el Estado de Cuenta Diario en su sección respectiva.
- 1.3.11 Folio Único de Liquidación (FUL):** El identificador del concepto correspondiente a cada cargo o pago que aparece en el Estado de Cuenta Diario para la liquidación o re-liquidación a la que corresponde.
- 1.3.12 Indirectamente Medido:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que no cuenta, en el Punto de Conexión o Punto de Interconexión, con un Sistemas de Medición con las características establecidas en este Manual, de tal manera que la cantidad de energía consumida o generada para efectos de la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se estima con base en la energía neta ingresada a una Zona de Carga excluyendo las pérdidas reconocidas. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Indirectamente Medido será Indirectamente Modelado; no puede ser Directamente Modelado.
- 1.3.13 Indirectamente Modelado:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que no se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física o el Modelo Comercial del Mercado. Dichos Centros de Carga y Centrales Eléctricas se asociarán con el NodoP Distribuido en el Modelo Comercial del Mercado, de tal forma que la energía eléctrica que compran

y venden en el Mercado se valorará al PML asociado con la Zona de Carga o Zona de Generación correspondiente. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Indirectamente Medido puede ser Directamente Medido o Indirectamente Medido.

- 1.3.14 MDA:** Mercado del Día en Adelanto.
- 1.3.15 MTR:** Mercado de Tiempo Real.
- 1.3.16 Participante de Liquidación:** Una persona que participa en las Liquidaciones del CENACE como contraparte. Este grupo incluye los Participantes de Mercado, los transportistas, los distribuidores, el CENACE, los representantes de sistemas eléctricos en el extranjero, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, el Fondo de Capital de Trabajo y la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 1.3.17 Manual:** Manual de Liquidaciones.
- 1.3.18 Nota de Crédito / Nota de Débito:** Documento asociado a una factura que emite el Participante del Mercado o el CENACE, producto de una Re-Liquidación.
- 1.3.19 Ofertas de Venta:** La oferta en cantidad (MWh), ubicación (NodoP) y precio (pesos mexicanos) que hacen los Participantes del Mercado para vender energía y Servicios Conexos en los Mercados de Energía de Corto Plazo, conforme a los formatos y a través de los medios electrónicos que el CENACE establezca para tal efecto.
- 1.3.20 Participante de Liquidación:** Una persona que participa en las Liquidaciones del CENACE como contraparte. Este grupo incluye los Participantes de Mercado, los transportistas, los distribuidores, el CENACE, los representantes de sistemas eléctricos en el extranjero, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, el Fondo de Capital de Trabajo y la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 1.3.21 Redes Generales de Distribución (RGD):** Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general y que operen a una tensión inferior a 69 kV o que aun operando a una tensión igual o mayor a 69 kV estén temporalmente a cargo de las empresas de Distribución.
- 1.3.22 Re-Liquidación:** Resultado del volver a ejecutar la liquidación de un día operativo a fin de reflejar datos actualizados y correcciones.
- 1.3.23 Reserva Operativa:** Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante.
- 1.3.24 Reserva para Contingencias:** Servicios Conexos compuestos por Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias.
- 1.3.25 Unidad Auto-Asignable:** Es una Unidad de Central Eléctrica que en su oferta de venta especifica el estatus de Auto-Asignación para alguna hora del día.

1.4 Reglas de interpretación

- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la disposición 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado.
- 1.4.3** El capítulo 6 del presente manual establece fórmulas para el cobro de las Tarifas Reguladas determinadas por la Comisión Reguladora de Energía. En caso de omisiones o inconsistencias entre dicho capítulo y las disposiciones, aclaraciones o interpretaciones que emita la Comisión Reguladora de Energía, el CENACE aplicará los criterios emitidos por dicha Comisión, sin requerir cambios al presente manual. Para tal efecto, el CENACE debe de publicar en el Sistema de Información del Mercado las disposiciones, aclaraciones o interpretaciones que contienen los criterios aplicables de la Comisión Reguladora de Energía. Para cualquier aspecto distinto a la aplicación de las Tarifas Reguladas, el CENACE aplicará las Reglas del Mercado.
- 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

Entidades Consideradas en las Liquidaciones

2.1 Participantes del Mercado

2.1.1 Los Participantes del Mercado a los que se refiere este manual son:

- (a) **Generadores:** Son los Generadores definidos en las Bases del Mercado Eléctrico, incluyendo el Generador de Intermediación que representa a las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos y las Entidades Responsables de Carga que representan a las Centrales Eléctricas de los Generadores Exentos.
- (b) **Entidades Responsables de Carga:** Los Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados y Suministradores de Último Recurso, así como a los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el Generador de Intermediación que representa a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos, y Generadores cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. En caso de que, en términos del último párrafo del artículo 41 de la Ley de la Industria Eléctrica, un Transportista o el Distribuidor no ejecute la suspensión de servicio en un periodo de 24 horas siguientes a la recepción de la instrucción del CENACE o del Suministrador, dicho Transportista o Distribuidor se considerará Entidad Responsable de Carga para los Centros de Carga afectados.
- (c) **Usuarios Calificados:** Los Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
- (d) **Comercializadores:** Los Comercializadores no Suministradores definidos en las Bases del Mercado Eléctrico.

2.1.2 En los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, cada Participante de Mercado distribuye entre un conjunto de Cuentas de Orden:

- (a) los activos que representa como son las Unidades de Central Eléctrica en el caso de los Generadores, o los Centros de Carga en el caso de las Entidades Responsables de Carga;
- (b) los instrumentos de los que es el titular o representante o es una de las partes, como son los Derechos Financieros de Transmisión, las Transacciones Bilaterales Financieras y las Transacciones Bilaterales de Potencia; y
- (c) las demás transacciones que realice, por ejemplo, la compraventa para importación y exportación.

2.1.3 El proceso de liquidaciones considera cada Cuenta de Orden de un Participante del Mercado en forma totalmente independiente del resto de Cuentas de Orden del mismo Participante o de otros Participantes del Mercado.

2.2 Representante de los Contratos de Interconexión Legados

2.2.1 Como se establece en las Bases del Mercado Eléctrico y en los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, existirá un Participante del Mercado, denominado Generador de Intermediación, cuyo propósito es representar ante el Mercado Eléctrico Mayorista las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.

2.2.2 El Generador de Intermediación representará en la modalidad de Generador a las capacidades de las Unidades de Centrales Eléctricas incluidas en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos. Tendrá una Cuenta de Orden para cada Contrato de Interconexión Legado.

2.2.3 El Generador de Intermediación representará a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos. Tendrá una Cuenta de Orden para cada Contrato de Interconexión Legado.

2.2.4 El Generador de Intermediación por una parte liquida ante el CENACE los pagos y cargos del Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes a las capacidades de las Unidades de Centrales Eléctricas y de los Centros de Carga que representa; por otra parte, recibe los pagos y cargos de los Contratos de interconexión Legados celebrados con los permisionarios de las modalidades prevalecientes antes de la entrada en vigor de la Ley. El déficit o superávit de ambas liquidaciones será asignado a los Participantes del Mercado en los términos de este Manual.

2.3 Representantes de los Sistemas Externos Interconectados

2.3.1 Los representantes de los sistemas externos interconectados pagan o reciben el pago de los intercambios de energía por razones de Confiabilidad, en los términos de los convenios correspondientes pactados con el CENACE.

2.4 Transportistas y Distribuidores de Energía Eléctrica

2.4.1 Los Transportistas y los Distribuidores de energía eléctrica tienen derechos y obligaciones financieras ante el Mercado Eléctrico Mayorista. Tienen el derecho a recibir pagos por el Servicio Público de Transmisión y Distribución que prestan a los Participantes del Mercado, en los términos de las tarifas reguladas que emita la CRE. Tienen la obligación de pagar el valor de las pérdidas de energía en exceso a las aprobadas que ocurran en sus Redes Eléctricas; y tienen el derecho a recibir el valor de los ahorros en pérdidas de energía que ocurran en sus Redes Eléctricas respecto a las aprobadas por la CRE.

2.5 CENACE

2.5.1 El CENACE provee los servicios de supervisión y control del Sistema Eléctrico Nacional, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista y la planeación de la expansión de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista; por lo que tiene derecho a recibir pagos por parte de los Participantes del Mercado por sus servicios, en los términos de las tarifas reguladas que emita la CRE.

2.6 Autoridad de Vigilancia del Mercado

2.6.1 La función de vigilancia a los Participantes del Mercado, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y a las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y al cumplimiento de las Reglas del Mercado, así como de vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 104 de la Ley y en las Reglas del Mercado será ejercida durante el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista por la Secretaría de Energía, con el apoyo técnico de la CRE; posteriormente, será la Comisión Reguladora de Energía la que realice esta función. Los costos de operación de la función de vigilancia serán asignados a los Participantes del Mercado en los términos de este Manual.

2.7 Fondo de Servicio Universal Eléctrico

2.7.1 El Fondo de Servicio Universal Eléctrico recibirá el ingreso neto por pérdidas marginales del Mercado del Día en Adelanto mientras no se haya satisfecho el monto anual requerido, así como los ingresos por cobro de Multas a los Participantes del Mercado, a los Transportistas y a los Distribuidores.

2.7.2 Cualquier monto que reintegre el Fondo de Servicio Universal Eléctrico al CENACE será reembolsado a los Participantes del Mercado.

2.8 Fondo de Capital de Trabajo

2.8.1 El Fondo de Capital de Trabajo será el destino de las aportaciones de los Participantes del Mercado para el pago de cuentas incobrables y de las penalizaciones a los Participantes del Mercado, cuyo destino no se haya especificado explícitamente.

CAPÍTULO 3
Disposiciones Generales

3.1 Responsable de Liquidaciones

3.1.1 El CENACE es quien realiza las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

3.2 Sistema de Doble Liquidación

3.2.1 La primera liquidación es la del Mercado del Día en Adelanto, donde se liquida principalmente la energía eléctrica y los Servicios Conexos comercializados en el Mercado Eléctrico Mayorista, a los precios determinados en el Mercado del Día en Adelanto.

3.2.2 La segunda liquidación es la del Mercado de Tiempo Real, donde se liquidan, al precio del Mercado de Tiempo Real, las diferencias entre la producción, el consumo y la provisión de energía y los Servicios Conexos que ocurren en la operación real respecto a las cantidades programadas en el Mercado del Día en Adelanto.

3.2.3 Los resultados de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se incluyen en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto. El CENACE realizará además otras cuatro liquidaciones:

- (a) Liquidación de servicios no basados en el Mercado Eléctrico Mayorista: se refiere al procesamiento de cargos por servicios cuyos precios están regulados por la CRE, tales como las tarifas reguladas de transmisión y de distribución.
- (b) Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia: se calculan los pagos y cargos por las transacciones de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia.
- (c) Liquidación del Mercado de Certificados de Energías Limpias: se determinan pagos y cargos por las transacciones de Certificados de Energías Limpias en el Mercado de Certificados de Energías Limpias.
- (d) Liquidación de conceptos complementarios: se determinan pagos y cargos por otros costos e ingresos que deben ser distribuidos entre los Participantes del Mercado.

3.2.4 En cualquiera de las liquidaciones el CENACE, como agente liquidador, tendrá un saldo neto igual a cero; el CENACE al operar el Mercado Eléctrico Mayorista percibirá una Tarifa Regulada para cubrir sus costos de operación.

3.3 Tratamiento de los Sistemas Eléctricos Interconectados

3.3.1 La gran mayoría de los pagos o cargos calculados en las liquidaciones se determinan considerando de manera independiente a cada Sistema Eléctrico Interconectado. Cuando para determinar un cargo o un pago deban considerarse simultáneamente a todos los Sistemas Eléctricos, se indicará en forma explícita.

3.3.2 El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se liquidarán en bloques de horas correspondientes a un día calendario, basado en el huso horario prevaleciente en el Sistema Eléctrico Interconectado que se liquida.

3.4 Etapas del Mercado Eléctrico Mayorista

3.4.1 El Mercado Eléctrico Mayorista se desarrollará en etapas. En las Bases del Mercado Eléctrico se identifican las primeras dos etapas. El proceso de liquidaciones cambiará al avanzar el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista. Las consideraciones que distinguen al proceso de liquidaciones en las dos primeras etapas se describen enseguida.

3.4.2 Consideraciones de las liquidaciones para el Mercado Eléctrico Mayorista en la PRIMERA ETAPA:

- (a) Liquidación de dos mercados sucesivos (Sistema de Doble Liquidación): el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.
- (b) Liquidación del Mercado en Tiempo Real con base en promedios horarios de precios, de cantidades medias horarias de generación, consumo, importación y exportación, así como de capacidades medias horarias asignadas a los proveedores de Servicios Conexos.

- (c) No hay ofertas virtuales de compra o venta de energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) Las Transacciones de Importación y Exportación sólo son de energía, con programación fija en el Mercado del Día en Adelanto.
- (e) Una forma simple de evaluar el seguimiento de instrucciones de despacho se basa en instrucciones en promedio horario y mediciones horarias.

3.4.3 Consideraciones de las liquidaciones para el Mercado Eléctrico Mayorista en la SEGUNDA ETAPA:

- (a) Liquidación de tres mercados sucesivos (Sistema de Triple Liquidación): el Mercado del Día en Adelanto, el Mercado de una Hora en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.
- (b) Liquidación del Mercado en Tiempo Real con base en la duración de los intervalos de despacho para las asignaciones de producción, de Servicios Conexos, mediciones y precios.
- (c) Se incluyen ofertas virtuales de compra o venta de energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) Las Transacciones de Importación y Exportación pueden ser de energía y de Servicios Conexos, con programación fija en el Mercado del Día en Adelanto, o despachable en el Mercado de una Hora en Adelanto.
- (e) Se refina el procedimiento de evaluación del seguimiento de instrucciones de despacho.

3.4.4 Este Manual presenta sólo lo necesario en la PRIMERA ETAPA de operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El Manual será actualizado conforme se avance en el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista, de manera que siempre describa el proceso de liquidaciones que estará vigente en cada etapa de desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista.

3.5 **Ciclo de Liquidación**

3.5.1 El proceso de liquidaciones produce la información que será presentada en los Estados de Cuenta Diarios a los diversos Participantes del Mercado involucrados en las liquidaciones. El Estado de Cuenta Diario incluye los abonos y cargos que se generan durante cada Día de Operación.

3.5.2 Con base en los Estados de Cuenta Diarios el CENACE elabora las facturas por los conceptos y las cantidades que los diversos Participantes del Mercado deben pagar al CENACE; por su parte, los Participantes de Mercado que reciben los Estados de Cuenta Diarios elaboran las facturas por los conceptos y las cantidades que el CENACE debe pagarles.

3.5.3 El proceso de liquidación por una parte debe esperar a que se recopile la información necesaria, y por otra, debe entregar sus resultados con la anticipación suficiente para que se elaboren los Estados de Cuenta Diarios. Por esto, la liquidación inicial incluirá algunos datos preliminares cuando no se tengan los datos definitivos.

3.5.4 El Estado de Cuenta Diario debe ser elaborado y publicado a más tardar siete días después del Día de Operación al que corresponde.

3.5.5 El proceso de liquidación incluirá Re-liquidaciones. Se volverá a realizar el cálculo de los Estados de Cuenta Diarios 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.

3.5.6 La publicación de los resultados de las Re-liquidaciones en los Estados de Cuenta Diarios se hace con los siguientes plazos:

- (a) Re-liquidación inicial: 49 días naturales posteriores al día de operación.
- (b) Re-liquidación intermedia: 105 días naturales posteriores al día de operación.
- (c) Re-liquidación final: 210 días naturales posteriores al día de operación.

- 3.5.7 El CENACE podrá agregar Re-liquidaciones adicionales, previa la autorización de la Secretaría de Energía, en caso de detectar correcciones significativas que no se hayan incluido en la Re-liquidación final.
- 3.5.8 Cada Re-liquidación dará lugar a un cargo o pago neto por el monto de la diferencia entre la liquidación anterior y la Re-liquidación actual.
- 3.5.9 En el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos se describe con mayor detalle la mecánica y el calendario para la emisión de los Estados de Cuenta Diarios, la elaboración de las facturas de CENACE a los diversos Participantes de Mercado involucrados y de éstos al CENACE, así como, la preparación de Notas de Crédito o Débito originadas por las Re-liquidaciones, entre otros temas relacionados.

3.6 Validación de Precios

- 3.6.1 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.
- 3.6.2 Las Re-liquidaciones incluirán ajustes de datos de medición, errores de cálculo, controversias y casos excepcionales que requieran el recálculo de precios.
 - (a) Los precios de mercado sólo se recalcularán en los siguientes casos de excepción:
 - (i) Errores sistémicos en los modelos de despacho del CENACE, cuando resulten en errores de precios que rebasen el 0.5% del precio original.
 - (ii) 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.
 - (b) 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.
- 3.6.3 Las Re-liquidaciones considerarán el recálculo de los precios de mercado que, en su caso, se realicen.

3.7 Folio Único de Liquidación

- 3.7.1 El Folio Único de Liquidación es la forma en que se identifica cada uno de los tipos de cargo por los que se aplica un pago o un cargo. Este folio debe aparecer en los Estados de Cuenta Diarios acompañando a todo pago o cargo, para que permita al receptor del Estado de Cuenta Diario encontrar con facilidad en este Manual una explicación del tipo de cargo y la fórmula o el procedimiento de cálculo para determinar el pago o cargo correspondiente.
- 3.7.2 El Folio Único de Liquidación está integrado por una letra, dos grupos de dos dígitos cada uno, y un dígito final:
 - (a) La letra se refiere al tipo de liquidación.
 - (b) El primer grupo de dígitos identifica el tipo de cargo (producto, servicio u otro concepto) y si se refiere a un cargo o a un pago.
 - (c) El segundo grupo de dígitos identifica al receptor del cargo o pago y la forma de agregación.
 - (d) El dígito final se utiliza para identificar si el pago o cargo fue calculado en la liquidación inicial o en alguna de las Re-liquidaciones posteriores. Su valor en la liquidación inicial es 0, en la primera Re-liquidación su valor es 1, en la segunda Re-liquidación es 2, en la tercera Re-liquidación es 3 y en cualquier Re-liquidación adicional autorizada por la Secretaría de Energía, tomará los valores sucesivos. En este Manual SE OMITIRÁ el dígito final.

3.7.3 Las letras asociadas a cada tipo de liquidación se muestran en la siguiente tabla:

| LETRA INICIAL | TIPO DE LIQUIDACIÓN |
|---------------|---|
| A | Liquidación del Mercado del Día en Adelanto |
| B | Liquidación del Mercado de Tiempo Real |
| C | Liquidación de servicios no basados en el Mercado Eléctrico Mayorista |
| D | Liquidación del Mercado de Certificados de Energías Limpias |
| E | Liquidación del Mercado para Balance de Potencia |
| F | Liquidación de conceptos complementarios |

3.7.4 Los valores y el significado del primer grupo de dígitos se muestran en la siguiente tabla:

| 1ER. GRUPO DE DÍGITOS | TIPO DE CARGO (PRODUCTO, SERVICIO O CONCEPTO) - CARGO/PAGO |
|-----------------------|---|
| 01 | Pago por energía inyectada o Cargo por energía inyectada |
| 02 | Cargo por energía retirada o Pago por energía retirada |
| 03 | Pago por la provisión del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia o Cargo por la provisión del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia |
| 04 | Pago por la provisión del servicio de Reserva Rodante de diez minutos o Cargo por la provisión del servicio de Reserva Rodante de diez minutos |
| 05 | Pago por la provisión del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos o Cargo por la provisión del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos |
| 06 | Pago por la provisión del servicio de Reserva Rodante Suplementaria o Cargo por la provisión del servicio de Reserva Rodante Suplementaria |
| 07 | Pago por la provisión del servicio de Reserva No Rodante Suplementaria o Cargo por la provisión del servicio de Reserva No Rodante Suplementaria |
| 08 | Cargo por contribución de los exportadores y Entidades Responsables de Carga a los costos del servicio de Reserva de Regulación Secundaria. En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también. (En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 42). o Pago por contribución de los exportadores y Entidades Responsables de Carga a los costos del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también (en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 42). |

| | |
|----|---|
| 09 | <p>Cargo por contribución de las Entidades Responsables de Carga y exportadores con programas firmes a los costos del servicio de Reserva para Contingencias (Rodante de Diez Minutos, No Rodante de Diez Minutos, Rodante Suplementaria y No Rodante Suplementaria). En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también. (En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 43).</p> <p>o</p> <p>Pago por contribución de las Entidades Responsables de Carga y exportadores con programas firmes a los costos del servicio de Reserva para Contingencias (Rodante de Diez Minutos, No Rodante de Diez Minutos, Rodante Suplementaria y No Rodante Suplementaria). En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también. (En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 43).</p> |
| 10 | Pago por Garantía de Suficiencia de Ingresos |
| 11 | Cargo por contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos |
| 12 | <p>Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por devolución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el MDA</p> <p>o</p> <p>Pago a los Participantes del Mercado por devolución del Exceso de Cobro de Pérdidas Marginales en el MTR</p> <p>o</p> <p>Cargo a los Participantes del Mercado por Faltante de Cobro de Pérdidas Marginales en el MTR</p> |
| 13 | <p>Pago a tenedores de Derechos Financieros de Transmisión</p> <p>o</p> <p>Cargo a tenedores de Derechos Financieros de Transmisión</p> |
| 14 | <p>Pago por distribución de ingresos netos de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados</p> <p>o</p> <p>Cargo por distribución de costos netos de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados</p> |
| 15 | <p>Pago por distribución de excedente de cobros por congestión en MDA</p> <p>o</p> <p>Cargo por distribución de faltante de cobros por congestión en MDA</p> |
| 16 | Cargo a compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas |
| 17 | Pago a compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas |
| 18 | <p>Pago a Participantes del Mercado por distribución de ingresos netos positivos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas</p> <p>o</p> <p>Cargo a Participantes del Mercado por distribución de ingresos netos negativos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas</p> |
| 19 | <p>Pago al receptor de Transacciones Bilaterales Financieras</p> <p>o</p> <p>Cargo al receptor de Transacciones Bilaterales Financieras</p> |
| 20 | <p>Pago al emisor de Transacciones Bilaterales Financieras</p> <p>o</p> <p>Cargo al emisor de Transacciones Bilaterales Financieras</p> |
| 21 | Cargo por penalización de las desviaciones a las instrucciones de despacho |
| 22 | Pago a Participantes del Mercado por distribución de penalizaciones por desviaciones a las instrucciones de despacho |
| 23 | Cargo por multas instruidas por la CRE |
| 24 | Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por multas instruidas por la CRE |
| 25 | Pago por reembolso del exceso de cobro por congestión en MTR |

| | |
|----|--|
| | o Cargo por reembolso del faltante de cobro por congestión en MTR |
| 26 | Cargo por la Obligación Neta de Potencia |
| 27 | Pago por la Oferta de Venta de Potencia |
| 28 | Cargo a transportistas y distribuidores por pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, mayores a las aprobadas por la CRE o Pago a transportistas y distribuidores por pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, menores a las aprobadas por la CRE |
| 29 | Pago a los Participantes del Mercado por distribución del valor monetario de las pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, mayores a las aprobadas por la CRE o Cargo a los Participantes del Mercado por distribución del valor monetario de las pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, menores a las aprobadas por la CRE |
| 30 | Pago por distribución del valor monetario del desbalance en interconexiones internacionales o Cargo por distribución del valor monetario del desbalance en interconexiones internacionales |
| 31 | Pago a Participantes de Mercado por distribución del valor monetario del intercambio acordado para asegurar Confiabilidad o Cargo al operador del sistema internacional por intercambio acordado para asegurar Confiabilidad |
| 32 | Cargo a Participantes de Mercado por distribución del valor monetario del intercambio acordado para asegurar Confiabilidad o Pago al operador del sistema internacional por intercambio acordado para asegurar Confiabilidad |
| 33 | Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia |
| 34 | Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva Rodante de Diez Minutos |
| 35 | Pago a los Participantes del Mercado por Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico por recursos no utilizados |
| 36 | Cargo al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por recursos no utilizados |
| 37 | Cargo a los Participantes del Mercado por cuentas incobrables en el Fondo de Capital de Trabajo o Pago a los Participantes del Mercado por excedentes en el Fondo de Capital de Trabajo |
| 38 | Pago al Fondo de Capital de Trabajo por cuentas incobrables o Cargo al Fondo de Capital de Trabajo por devolución de excedentes |
| 39 | Pago al Generador de Intermediación para cancelar el déficit de los Contratos de Interconexión Legados o Cargo al Generador de Intermediación para cancelar el superávit de los Contratos de Interconexión Legados |
| 40 | Cargo a los Participantes del Mercado para cancelar el déficit de los Contratos de Interconexión Legados o Pago a los Participantes del Mercado para cancelar el superávit de los Contratos de Interconexión Legados |
| 41 | Cargo al distribuidor por pérdidas de energía en la Red Eléctrica no incluida en el Mercado, mayores a las aprobadas por la CRE o Pago al distribuidor por pérdidas de energía en la Red Eléctrica no incluida en el Mercado, menores a las aprobadas por la CRE |
| 42 | Cargo adicional por la utilización del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. o Pago adicional por la utilización del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. |

| | |
|----|--|
| 43 | Cargo adicional por la utilización del servicio de Reserva para Contingencias. o Pago adicional por la utilización del servicio de Reserva para Contingencias. |
| 44 | Cargo por distribución de la Cantidad Eficiente de Potencia Eficiente |
| 45 | Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos |
| 46 | Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva Rodante Suplementaria |
| 47 | Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva No Rodante Suplementaria |
| 48 | Pago a Participantes del Mercado por distribución de penalizaciones al incumplimiento del suministro de Servicios Conexos |
| 49 | Pago al transportista por el servicio público de transmisión |
| 50 | Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio público de transmisión |
| 51 | Pago al distribuidor por el servicio público de distribución |
| 52 | Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio público de distribución |
| 53 | Pago al CENACE por el servicio de operación del mercado y el control del sistema |
| 54 | Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio de operación del mercado y el control del sistema |
| 55 | Pago a la autoridad de vigilancia del mercado por el servicio de vigilancia del mercado |
| 56 | Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio de vigilancia del mercado |
| 57 | Pago a los representantes de las Centrales Eléctricas por el servicio de Reserva de Potencia Reactiva |
| 58 | Cargo a los Participantes del Mercado para contribuir al pago del servicio de Reserva de Potencia Reactiva |
| 59 | Pago a los representantes de las Centrales Eléctricas por la potencia reactiva |
| 60 | Cargo a los Participantes del Mercado para contribuir al pago de la potencia reactiva |
| 61 | Pago a los representantes de las Centrales Eléctricas por el servicio de arranque de emergencia |
| 62 | Cargo a los Participantes del Mercado para contribuir al pago del servicio de arranque de emergencia |
| 63 | Pago al CENACE o a los Representantes de Sistemas Vecinos por los Desbalances en interconexiones internacionales o Cargo al CENACE o a los Representantes de Sistemas Vecinos por los Desbalances en interconexiones internacionales |

3.7.5 Los valores y el significado del segundo grupo de dígitos se muestran en la siguiente tabla:

| 2o. Grupo de Dígitos | RECEPTOR DEL PAGO O CARGO Y FORMA DE AGREGACIÓN |
|-----------------------------|---|
| 01 | Diario para las Unidades de Central Eléctrica de la Cuenta de Orden de un Generador |
| 02 | Diario para Centros de Carga Directamente Modelados en una Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga |
| 03 | Diario para Centros de Carga Indirectamente Modelados en una Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga |
| 04 | Diario para las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden de un importador distinto al CENACE (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |
| 05 | Diario para las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden de un exportador distinto al CENACE (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |
| 06 | Diario al Fondo de Servicio Universal Eléctrico |
| 07 | Diario para Derechos Financieros de Transmisión en la Cuenta de Orden de un Participante del Mercado tenedor de DFT (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |
| 08 | Diario para Derechos Financieros de Transmisión en la Cuenta de Orden del Participante del Mercado comprador de DFT en Subastas (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |

| | |
|----|--|
| 09 | Único para Derechos Financieros de Transmisión en la Cuenta de Orden del Participante del Mercado comprador de DFT en Subastas (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |
| 10 | Diario para Transacciones Bilaterales Financieras en la Cuenta de Orden de cada Participante del Mercado emisor (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |
| 11 | Diario para Transacciones Bilaterales Financieras en la Cuenta de Orden de cada Participante del Mercado receptor (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado) |
| 12 | Diario a una Cuenta de Orden del Participante del Mercado que no se incluya en los renglones que anteceden. |
| 13 | Anual a una Cuenta de Orden del Participante del Mercado |
| 14 | Diario a los Transportistas y a los Distribuidores |
| 15 | Diario por todas las interconexiones internacionales con un Sistema Externo Interconectado. |
| 16 | Diario a cualquier Entidad Responsable de Carga considerada en las liquidaciones |
| 17 | Diario al Fondo de Capital de Trabajo |
| 18 | Diario a los compradores de energía física |
| 19 | Mensual a los Participantes del Mercado sin Considerar al Generador de Intermediación |
| 20 | Mensual al Generador de Intermediación |
| 21 | Diario a los Transportistas |
| 22 | Diario a los Distribuidores |
| 23 | Diario al CENACE |
| 24 | Diario a la Autoridad de Vigilancia del Mercado |

3.8 Convención de Signos Adoptada en los Estados de Cuenta Diarios

3.8.1 De acuerdo con el "Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos":

- (a) Cada Estado de Cuenta Diario incluirá los rubros que aparecerán en las facturas que emitan el CENACE y los Participantes de Liquidación considerados en las liquidaciones (las que se definen en el CAPÍTULO 2) así como el Folio Único de Liquidación y los rubros específicos que deben aparecer en la factura que emite cada Participante de Liquidación con su respectivo Folio Único de Liquidación.
- (b) La convención de signos que se utilizará en el Estado de Cuenta Diario es la siguiente:
 - (i) **Signo positivo:** El Participante de Liquidación recibirá un pago por parte del CENACE, es decir, el flujo de efectivo es a favor de dicho Participante de Liquidación. Por lo que el Participante de Liquidación será quien emita la factura basada en el Estado de Cuenta Diario que le remita el CENACE.
 - (ii) **Signo negativo:** El CENACE recibirá un pago por parte del Participante de Liquidación, es decir, el flujo de efectivo es a favor del CENACE, por lo que el CENACE será quien emita la factura basada en los Estados de Cuenta Diarios.

3.8.2 De acuerdo con esta convención de signos:

- (a) Todas las cantidades que en este Manual se presentan como "Pagos" aparecerán en el Estado de Cuenta Diario con el **MISMO SIGNO** que resulta de aplicar la fórmula o procedimiento descrito en este Manual.
- (b) Todas las cantidades que en este Manual se presentan como "Cargos" aparecerán en el Estado de Cuenta Diario con el **SIGNO OPUESTO** al que resulta de aplicar la fórmula o procedimiento descrito en este Manual.

CAPÍTULO 4

Liquidación Diaria del Mercado del Día en Adelanto

4.1 Compras PM de Energía Física

- 4.1.1 Debido a que varios pagos o cargos del Mercado del Día en Adelanto se hacen en proporción a las Compras PM de Energía Física de cada Participante del Mercado, en

esta sección se establecerá cómo se calculan a partir de las mediciones y de otros parámetros.

4.1.2 El consumo de energía de los Centros de Carga Indirectamente Modelados y la generación de energía de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas en cada Zona de Carga es medido o estimado en términos del Manual de Medición para Liquidaciones. El Manual de Medición para Liquidaciones establecerá la manera de estimar el consumo horario y generación horaria a partir de mediciones existentes, utilizando otras fuentes de información como el Estimador de Estado del EMS cuando sea necesario. Cuando se utilizan estimaciones para determinar el consumo o la generación, el Centro de Carga o Central Eléctrica Indirectamente Modelado se denominará, además, Indirectamente Medido. Estas cantidades se identifican como sigue:

(a) La cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados del Participante del Mercado f , asociados a la Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es identificada con el símbolo:

$PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$

(i) En caso de que no las disposiciones aplicables no requieran, y por lo tanto no exista, medición real de alguna Central Eléctrica en Abasto Aislado o de la generación neta de ciertas Centrales Eléctricas en una Zona de Carga, de tal forma que las mediciones obtenidas del consumo representan el consumo neto de los Centros de Carga (consumo menos generación), en el proceso de medición se realizarán estimaciones a fin de asegurar que la cantidad del consumo medido o estimado refleje el consumo total, sin restarle la generación. Por lo tanto, las cantidades asignadas en el Mercado del Día en Adelanto deberán reflejar el valor bruto del consumo, el valor bruto de la generación en Abasto Aislado y el valor bruto de la demás generación en Zonas de Carga.

(b) La cantidad de energía generada por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, que está asociada a la Cuenta de Orden S , del Participante del Mercado f , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es identificada con el símbolo: $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$

(i) Dicha energía siempre se liquidará bajo el rubro de generación. Es decir, cuando una Central Eléctrica Indirectamente Modelada consume energía, dicha cantidad se reflejará como un valor negativo de $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ para el Participante de Mercado que representa la Central Eléctrica.

(c) La Base 3.3.26 (e) requiere la liquidación de las cantidades generadas y consumidas por separado. Esta separación es necesaria para que el CENACE pueda cobrar los servicios cuyos costos son causados por la generación o consumo bruto (por ejemplo, los Servicios Conexos) y aplicar los requisitos de Potencia y de Certificados de Energías Limpias a todos los Centros de Carga de manera equitativa. Lo anterior, sin perjuicio de que la Base 3.3.26 (b) permite la medición real de la energía neta entregada o recibida, siempre y cuando se estimen la generación total y consumo total por separado.

4.1.3 Se considera que los Centros de Carga Indirectamente Modelados y las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas (cuando consumen energía) en cada Zona de Carga contribuyen a las pérdidas técnicas en la zona de distribución de acuerdo con los factores de pérdidas aprobados por la Comisión Reguladora de Energía. Además, de acuerdo con el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, se asignarán las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución a los Centros de Carga en la tensión y en la zona de distribución donde dichas pérdidas ocurren, de acuerdo con los factores de pérdidas aprobados por la Comisión Reguladora de Energía. El Manual de Medición para Liquidaciones establecerá las fórmulas para aplicar las pérdidas técnicas y no técnicas, de tal manera que $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ y $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$ ya incluirán las pérdidas técnicas reconocidas de distribución y, siempre y cuando permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignadas a los Centros de Carga y Centrales Eléctricas en la zona de distribución y tensión donde ocurren.

- 4.1.4** El criterio establecido en el numeral 2.1.2 (c), también aplica a los Centros de Carga Directamente Modelados y las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas; es decir, las cifras $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ (consumo en Centros de Carga Directamente Modelados) y $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ (generación en Centrales Eléctricas Directamente Modelados) siempre se calcularán sin neteo (consumo menos generación); asimismo, cuando una Central Eléctrica Directamente Modelada tiene un consumo neto positivo, dicho valor se reflejará como valor negativo de $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ para el Participante de Mercado que representa la Unidad de Central Eléctrica.
- 4.1.5** El criterio establecido en el numeral 2.1.3, también aplica a los Centros de Carga Directamente Modelados y las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas (cuando consumen energía), cuando éstos tienen punto de conexión o interconexión en las Redes Generales de Distribución. Es decir, $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ y $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ ya incluirán las pérdidas técnicas reconocidas de distribución y, siempre y cuando permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignadas a los Centros de Carga y Centrales Eléctricas en la zona de distribución y tensión donde ocurren.
- 4.1.6** El Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo establece el cálculo de precios en Zonas de Carga, mismos que serán aplicados a los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados. A menos que se defina lo contrario en una Disposición Operativa, se considerará que cada Zona de Generación es idéntica a la Zona de Carga definida para la misma región, por lo cual en el presente Manual se utilizará el término "Zona de Carga" en el entendido de que también es aplicable a las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas.
- 4.1.7** La cantidad de energía del consumo los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es la suma de las cantidades medias horarias netas de consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, para todas las Entidades Responsables de Carga y las Cuentas de Orden de éstas:

$$PmCIMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} ; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 1)

- 4.1.8** La cantidad de energía m del consumo del Participante del Mercado f , de los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden S , conectadas al nodo n , durante la hora h , es identificada con el símbolo: $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$
- 4.1.9** La cantidad de energía de consumo de los Centros de Carga Directamente Modelados en cada Zona de Carga se calcula sumando las cantidades medias horarias consumidas en los nodos que pertenecen a la Zonas de Carga, por Entidad Responsable de Carga y por Cuenta de Orden:

$$PmCDMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NZ(z)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} ; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 2)

- 4.1.10** Las Bases del Mercado Eléctrico permiten que las pérdidas no técnicas aprobadas para cada zona de distribución, en cada hora del día: $Pnt_{z,h}$ se distribuyan entre los Centros de Carga Directamente o Indirectamente Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional de forma generalizada (sin asignar responsabilidad en particular a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico legalmente en las zonas de distribución y tensión donde ocurren dichas pérdidas).
- 4.1.11** Mediante el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017, la Comisión Reguladora de Energía estableció que el costo de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas en cada zona de distribución y tensión se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la misma zona de distribución y tensión. Por lo tanto, siempre y cuando permanezca vigente dicha regulación, no se realizará un ajuste generalizado para asignar el costo de pérdidas no-técnicas de distribución a todos los Centros de Carga Directamente o Indirectamente

Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, mientras permanezca vigente esta regulación, **tendrán valor de cero** los siguientes parámetros:

- (i) Las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignables de forma generalizada en la Zona de Carga Z , durante la hora h , $Pnt_{z,h}$,
- (ii) El factor de distribución de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución durante la hora h , $FDPnt_h$, y
- (iii) El precio de las pérdidas (total y componente de congestión) no técnicas reconocidas de distribución durante la hora h $PrEnePnt_h$ y $PrCngPnt_h$.

4.1.12 El factor de distribución y el precio (total y componente de congestión) de las pérdidas no técnicas reconocidas de distribución entre los Centros de Carga será:

$$FDPnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}}{\sum_{\forall z \in Z} PmCDMZ_{z,h}^{ME} + \sum_{\forall z \in Z} PmCIMZ_{z,h}^{ME}}; \quad h \in H(D) \quad (Ec. 3)$$

$$PrEnePnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZene_{z,h}^{TR}}{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}} \quad PrCngPnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZcng_{z,h}^{TR}}{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}}; \quad h \in H(D) \quad (Ec. 4)$$

Los anteriores **tendrán valor de cero** mientras la regulación de distribución no prevea la asignación de forma generalizada de pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución.

4.1.13 Cualquier Participante del Mercado puede competir para importar o exportar energía. La programación de las importaciones y las exportaciones de energía es un resultado del Mercado del Día en Adelanto; pero, por necesidades de los sistemas en ambos países pueden ser reprogramadas durante el Día de Operación.

- (a) La cantidad de energía programada físicamente para ser exportada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h , es $PmExp_{f,i,h}^{TR}$.
 - (i) La exportación física de un Participante del Mercado será igual a la exportación asignada en el Mercado del Día en Adelanto menos las exportaciones cancelados en el Mercado de Tiempo Real.

4.1.14 Con base en lo anterior, y considerando que los puntos de entrega de importaciones o de la recepción de las exportaciones no pertenecen a ninguna Zona de Carga Z , ni tienen conectados Centros de Carga Directamente Modelados, se calcula el valor de las Compras PM de Energía Física para cada Participante del Mercado f , asociado a Cuenta de Orden s , durante la hora h .

4.1.15 Para un Participante de Mercado f , la Compra PM de Energía Física, asociada a cada Cuentas de Orden s , en una hora h específica, que proviene de sus Centros de Carga y Centrales Eléctricas Directamente Modelados en el nodo n , y de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , así como de sus exportaciones en la interconexión internacional i , en la hora h es:

$$CmEnFi_{f,s,h} = \left[\sum_{n \in N} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} + \sum_{n \in N} \text{Max} \{0, -PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}\} + \sum_{z \in Z} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} + \sum_{z \in Z} \text{Max} \{0, -PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}\} + \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PmExp_{f,i,h}^{TR} \right] \quad \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 5)$$

4.1.16 Las Compras Totales de Energía Física en una hora h específica, es la suma de las Compras PM de Energía Física en todas las Cuentas de Orden, de todos los Participantes del Mercado:

$$CmTotEneFis_h = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 6)

En donde:

| | |
|---|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| EXPSC(f, s) | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| N | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado. |
| NZ(z) | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga Z . |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| ERC | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| Z | Conjunto de Zonas de Carga en el sistema. |
| CmEnFi_{f,s,h} | Compra PM de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden S , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| CmTotEneFis_h | Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmCDMSC_{f,s,n,h}^{ME} | Cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Directamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden S , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmCDMZ_{z,h}^{ME} | Cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Directamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmCIMZ_{z,h}^{ME} | Cantidad de energía del consumo de todos los Centros de Carga Indirectamente Modelado: (sumando todas las Cuentas de Orden y todos los Participantes del Mercado F) incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas reconocidas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmCZO_{f,s,z,h}^{ME} | Cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión del Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmExp_{f,i,h}^{TR} | Cantidad de energía programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada físicamente por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |

| | |
|--------------------------|---|
| $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía generada por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, del Participante del Mercado f , que está asociada a la Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ | Cantidad de energía generada por las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas, del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden S , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $Pnt_{z,h}$ | Pérdidas no técnicas reconocidas para cada Zona de Carga Z , durante la hora h , a asignarse de forma generalizada a las Entidades Responsables de Carga. Expresado en MW . Tendrá valor de cero mientras permanezca vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, ya que las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la zona de distribución y tensión donde ocurran las pérdidas no-técnicas. |
| $z(n)$ | Zona de Carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado n . |
| $PrEne_{n,h}^{TR}$ | Precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrZEne_{z,h}^{TR}$ | Precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.2 Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

4.2.1 Pagos y Cargos por la Generación de Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , que entrega su energía en el nodo n , en cada hora h es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo n , en la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante cada hora h , son:

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \max\{0, PrEne_{N(u),h}^{MA} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D) \quad (Ec. 7)$$

- (i) Si $PrEne_{N(u),h}^{MA}$ o $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \max\{0, -PrEne_{N(u),h}^{MA} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D) \quad (Ec. 8)$$

- (b) Cuando una Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía en varios nodos, la distribución de la cantidad de energía generada entre los nodos depende de la configuración en la que es programada para operar durante cada hora. El pago y cargo horario al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en cada nodo n , por el factor de distribución de la cantidad de energía del nodo n , donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega la energía, bajo la configuración programada k en cada hora, multiplicado por la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , son:

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{n \in N(u)} \max\{0, FDP_{n,u,k(u),h} PrEne_{n,h}^{MA} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D) \quad (Ec. 9)$$

- (i) Si $PrEne_{n,h}^{MA}$ o $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{n \in N(u)} \max\{0, -FDP_{n,u,k(u,h)} PrEne_{n,h}^{MA} PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 10)

- (c) El pago y cargo diario por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa toda o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 11)

$$CaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 12)

- (d) El pago y cargo diario total por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , será igual a la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 13)

A0101 Pago por: Venta de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotEneGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 14)

A0101 Cargo por: Venta de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para Unidades de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|------------------|--|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| K(u) | Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u . |
| N(u) | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía, cuando tiene múltiples nodos de entrega. |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| U(f) | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| UK | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones k . |
| US | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones k . |
| USC(f, s) | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S . |

| | |
|------------------------------|---|
| $FDP_{n,u,k}$ | Factor de distribución de la cantidad de energía generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la unidad; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1; \forall u, k \in K(u)$ |
| $k(u, h)$ | Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto. |
| $N(u)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo. |
| $PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}$ | Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PaDiTotEneGen_{f,S,D}^{MA}$ | Pago diario total al Participante del Mercado f , que están asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa toda o una parte del conjunto de las Unidad de Central Eléctrica por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaDiTotEneGen_{f,S,D}^{MA}$ | Cargo diario total al Participante del Mercado f , que están asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa toda o una parte del conjunto de las Unidad de Central Eléctrica por la cantidad de la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrEne_{n,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h Expresado en $\$/MWh$. |

4.2.2 Pagos y cargos por la Importación de Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada interconexión internacional i con sistemas externos tiene asociado un nodo $n(i)$ donde se recibe la energía que es importada a través de una interconexión internacional i . Cualquier Participante del Mercado f puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la importación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales.
- (b) El pago o cargo horario al Participante del Mercado f , cuya oferta de importación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , en cada hora h es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo $n(i)$, correspondiente al nodo de entrega de energía importada asociado a la interconexión internacional i , en la hora h , por la cantidad de energía asignada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , son:

$$PaHrEneImp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 15)

(i) Si $PrEne_{n(i),h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneImp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 16)$$

(c) El pago y cargo diario por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado en cada interconexión internacional i , es la suma, para todas las horas del día, de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 17)$$

$$CaDiEneImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 18)$$

(d) El pago y cargo diario total por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado f a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , es la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 19)$$

A0104 Pago por: Venta de energía importada programada en el Mercado del Día en Adelanto

$$CaDiTotEneImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 20)$$

A0104 Cargo por: Venta de energía importada programada en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

| | |
|--|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| IMP(f) | Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| IMPSC(f, s) | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| n(i) | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| PaDiEneImp_{f,i,D}^{MA} | Pago diario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D , cuyas ofertas de importación fueron aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |

| | |
|------------------------------|--|
| $CaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}$ | Cargo diario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D , cuyas ofertas de importación fueron aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PaDiTotEneImp_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , a través de las interconexiones internacionales. Expresado en \$. |
| $CaDiTotEneImp_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , a través de las interconexiones internacionales. Expresado en \$. |
| $PaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}$ | Pago horario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , cuya oferta de importación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cargo horario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , cuya oferta de importación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrEne_{n,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.2.3 Cargos y Pagos por el Consumo de Energía Programado en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ realiza ofertas de compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto por los Centros de Carga que representa, asociadas a cada Cuenta de Orden S . En el Mercado del Día en Adelanto se determina el valor de la demanda asignada a los Centros de Carga en cada nodo n para los Centros de Carga Directamente Modelados y en cada Zona de Carga Z para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, correspondiente a cada Cuenta de Orden S de cada Entidad Responsable de Carga.
- (b) El cargo y pago horario por el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociados a cada Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en la hora h , es el máximo entre el cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo n , por la cantidad de energía programada para ser retirada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados a cada Cuenta de Orden S , en el nodo n , durante la hora h , son:

$$CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \max\{0, PrEne_{n,h}^{MA} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D) \quad (Ec. 21)$$

- (i) Si $PrEne_{n,h}^{MA}$ o $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \max\{0, -PrEne_{n,h}^{MA} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D) \quad (Ec. 22)$$

- (ii) El cargo y pago diario por el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en el día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 23)$$

$$PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 24)

- (c) El cargo y pago diario total por el consumo de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 25)

A0202 Cargo por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Directamente Modelados

$$PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 26)

A0202 Pago por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Directamente Modelados

- (d) El cargo horario por el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociado a cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es el máximo entre el cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo n , por la cantidad de energía programada para ser retirada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados a cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , son:

$$CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \max \{0, PrZEne_{z,h}^{MA} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 27)

- (i) Si $PrZEne_{z,h}^{MA}$ o $PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \max \{0, -PrZEne_{z,h}^{MA} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 28)

- (e) El cargo y pago diario por el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z en el día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 29)

$$PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 30)

- (f) El cargo y pago diario total por el consumo de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 31)

A0203 Cargo por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Indirectamente Modelados

$$PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 32)

A0203 Pago por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Indirectamente Modelados

En donde:

| | |
|--|--|
| ERC | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| N | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado. |
| NZ(z) | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga Z . |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| Z | Conjunto de Zonas de Carga en el sistema. |
| CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}} | Cargo diario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n , durante el día D . Expresado en \$. |
| PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}} | Pago diario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n , durante el día D . Expresado en \$. |
| CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}} | Cargo diario por las Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , durante el día D . Expresado en \$. |
| PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}} | Pago diario por las Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , durante el día D . Expresado en \$. |
| CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA}} | Cargo diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados, durante el día D . Expresado en \$. |
| PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA}} | Pago diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados, durante el día D . Expresado en \$. |
| CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA}} | Cargo diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, durante el día D . Expresado en \$. |
| PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA}} | Pago diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, durante el día D . Expresado en \$. |
| CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}} | Cargo horario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga f \in ERC , agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en nodo n , durante la hora h . Expresado en \$. |

| | |
|-----------------------------|---|
| $PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}$ | Pago horario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en nodo n , durante la hora h . Expresado en \$. |
| $CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}$ | Cargo horario por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresado en \$. |
| $PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}$ | Pago horario por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en la Cuenta de Orden S , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresado en \$. |
| $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , agrupadas en cada Cuenta de Orden S , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden S , del Participante del Mercado f , en la zona de carga Z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrEne_{n,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrZene_{z,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.2.4 Cargos y Pagos por la Exportación de Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- Cada interconexión internacional i con sistemas externos tiene asociado un nodo $n(i)$ donde se entrega la energía que es exportada. Cualquier Participante del Mercado f puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la exportación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales.
- El cargo y pago horario al Participante del Mercado f cuya oferta de exportación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , en la hora h , es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo $n(i)$ correspondiente al punto de recepción de energía exportada asociado a la interconexión internacional i , en la hora h , por la energía asignada para ser exportada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , son:

$$CaHrEneExp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 33)$$

- Si $PrEne_{n(i),h}^{MA}$ o $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$PaHrEneExp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 34)$$

- El cargo y pago diario por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado en cada f interconexión internacional i , durante el día D , son la suma, para todas las horas del día, de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s) \quad (Ec. 35)$$

$$PaDiEneExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s) \quad (Ec. 36)$$

- (d) El cargo y pago diario total por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , durante el día D , son la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiEneExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 37)$$

A0205 Cargo por: Compra de energía a exportar programada en el Mercado del Día en Adelanto

$$PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiEneExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 38)$$

A0205 Pago por: Compra de energía a exportar programada en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

| | |
|---|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| EXP(f) | Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| EXPSC(f, s) | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| CaDiEneExp_{f,i,D}^{MA} | Cargo diario por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| PaDiEneExp_{f,i,D}^{MA} | Pago diario por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA} | Cargo diario total por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D . Expresado en \$. |
| PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA} | Pago diario total por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D . Expresado en \$. |
| CaHrEneExp_{f,i,h}^{MA} | Cargo horario por la exportación de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |
| PaHrEneExp_{f,i,h}^{MA} | Pago horario por la exportación de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |

| | |
|----------------------|---|
| $n(i)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrEne_{n,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3 Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto

- 4.3.1** Bajo el rubro de reserva se incluyen la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia; y la capacidad reservada para enfrentar contingencias, a su vez ésta incluye: la Reserva Rodante de diez minutos, la Reserva No Rodante de diez minutos, la Reserva Rodante Suplementaria, y la Reserva No Rodante Suplementaria.
- 4.3.2** Las Centrales Eléctricas que proporcionen los diversos tipos de reserva estarán sujetos a las pruebas especificadas en las Bases del Mercado y en las Disposiciones Operativas relativas a la Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
- 4.3.3** Las cantidades requeridas de reserva se definen por zonas de reserva. Cada zona de reserva se define mediante un conjunto de nodos de la red. En cada zona de reserva se especifica la cantidad requerida de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, y la Reserva para enfrentar contingencias. Además, se especifica la parte de la Reserva para Contingencias que debe estar constituida por cada tipo de reservas.
- 4.3.4** En el Mercado del Día en Adelanto los representantes de las Centrales Eléctricas además de hacer sus ofertas de energía también ofrecen costos y capacidades para dar cada uno de los servicios de reserva para los que estén calificados. Como resultado del Mercado del Día en Adelanto se obtienen la asignación de capacidades en reserva para las Centrales Eléctricas y los precios que se pagarán por cada uno de los servicios de reserva en cada zona de reserva.
- 4.3.5** Existe una relación entre los precios que se pagan por algunos servicios de reserva en cada zona, como regla general:
- El precio pagado por el servicio de Reservas Rodante Suplementaria y Reserva No Rodante Suplementaria es el mismo.
 - El precio pagado por el servicio de Reserva No Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio pagado por los servicios de Reserva Suplementaria.
 - El precio pagado por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio pagado por el servicio de Reserva No Rodante de diez minutos.
 - El precio pagado por el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es igual o mayor al precio pagado por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos.
 - Ninguno de estos precios puede tener valor negativo.

4.3.6 Pagos por el Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) El pago horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es:

$$PaHrReg_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot CpReg_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 39)

- (b) El pago diario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiReg_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrReg_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(Ec. 40)

- (c) El pago diario total por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotReg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiReg_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 41)

A0301 Pago por: Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|---------------------------|--|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva r , entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f,s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S . |
| $CpReg_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiReg_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotReg_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa las Unidades de Central Eléctrica, agregadas en la Cuenta de Orden S , durante el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrReg_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$. |
| $PrReg_{r,h}^{MA}$ | Precio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.7 Pagos por el Servicio de Reserva Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago horario por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva Rodante de diez minutos en las zonas de reserva r , en la hora h , por la cantidad de Reserva Rodante de diez minutos en la que contribuye el

Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es:

$$PaHrRR10_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot CpRR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 42)$$

- (b) El pago diario por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRR10_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 43)$$

- (c) El pago diario total por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRR10_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRR10_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 44)$$

A0401 Pago por: Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto a la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|----------------------------|---|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CpRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiRR10_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotRR10_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D . Expresado en \$. |

- $PaHrRR10_{f,u,h}^{MA}$ Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
- $PrRR10_{r,h}^{MA}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

4.3.8 Pagos por el Servicio de Reserva No Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago horario por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en las zonas de reserva r en la hora h por la cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h :

$$PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot CpRNR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 45)$$

- (b) El pago diario por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRNR10_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 46)$$

- (c) El pago diario total por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRNR10_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNR10_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 47)$$

A0501 Pago por: Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto a la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

- G Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
- $H(D)$ Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
- $N(u)$ Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
- $R(n)$ Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
- $RU(u)$ Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
- $S(f)$ Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
- $U(f)$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
- $USC(f, s)$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S .

| | |
|-----------------------------|---|
| $CpRNR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiRNR10_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotRNR10_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PrRNR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.9 Pagos por el Servicio de Reserva Rodante Suplementaria

- (a) El pago horario por Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva Rodante Suplementaria en las zonas de reserva r en la hora h por la cantidad de Reserva Rodante Suplementaria en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h :

$$PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot CpRRSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 48)

- (b) El pago diario por la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u que es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 49)

- (c) El pago diario total por la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRRSup_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 50)

A0601 Pago por: Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

| | |
|--------|---|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |

| | |
|-----------------------------|---|
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotRRSup_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.10 Pagos por el Servicio de Reserva No Rodante Suplementaria

- (a) El pago horario por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en las zonas de reserva r en la hora h en las que contribuye la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de Reserva No Rodante Suplementaria en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , programada en la hora h , es:

$$PaHrRNRSup_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRNRSup_{r,h}^{MA} \cdot CpRRSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 51)$$

- (b) El pago diario por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNRSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 52)$$

- (c) El pago diario total por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNRSup_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 53)$$

A0701 Pago por: Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día de Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|--|--|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a los Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| $PaDiRNRSup_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrRNRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PrRNRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en <i>\$/MWh</i> . |

4.3.11 Contribución de los Generadores al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en función de su energía generada

- Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los Generadores contribuyan al pago de reservas. En dado caso, cada Participante del Mercado **f** que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica **u** , durante la hora **h** , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar dependería del tipo de Central Eléctrica y de la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
- El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado **f** , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica **u** , en cada hora **h** , se calcularía como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva **r** a las que pertenece, en la hora **h** , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a

pagar (fracción) la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , programada en la hora h , es:

$$CaHrRegGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot OblRegGen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 54)$$

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 55)$$

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , sería la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRegGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 56)$$

A0801 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|--|--|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CaDiRegGen_{f,u,D}^{MA}$ | Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , que depende del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , del tipo de Central Eléctrica y de la cantidad de energía de generación. Expresado en \$. |
| $CaDiTotRegGen_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a todas las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , que depende del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , del tipo de Unidad de Central Eléctrica y de la cantidad de energía de generación. Expresado en \$. |

| | |
|---------------------------|---|
| $CaHrRegGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , que depende del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , del tipo de Central Eléctrica y de la cantidad de energía de generación. Expresado en \$. |
| $OblRegGen_u$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de energía generada de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica. Cantidad adimensional. Actualmente el valor de este parámetro es cero. |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrReg_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.12 Contribución de Importadores al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los importadores contribuyan al pago de reservas. En dado caso, cada Participante del Mercado f cuya oferta de importación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar dependería de la cantidad de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podría depender de la interconexión internacional utilizada. a través de la interconexión internacional i .
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en cada hora h , se calcularía como el la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar (fracción) la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , programada en la hora h , es:

$$CaHrRegImp_{f,i,h}^{MA} = \sum_{r \in R(i)} PrReg_{r,h}^{MA} OblRegImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 57)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las importaciones a través de la interconexión internacional i , en una hora del día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s)$$

(Ec. 58)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las importaciones que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , sería igual a la suma, para todas las importaciones asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 59)

A0804 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto a importadores

En donde:

| | |
|------------------------------|--|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $IMP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| $IMPSC(f, s)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| $CaDiRegImp_{f,i,D}^{MA}$ | Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la importación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRegImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cargo horario por su contribución al pago de la reserva de regulación de frecuencia que depende de la cantidad de energía media de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |
| $n(i)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión internacional i . |
| $OblRegImp_i$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrReg_{r,h}^{MA}$ | Precio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.13 Contribución de Exportadores al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Cada Participante del Mercado f cuya oferta de exportación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto tiene la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar depende de la cantidad de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podría depender de la interconexión internacional i utilizada.

- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto se calcula como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r a las que pertenece el punto de entrega de la exportación, en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar (fracción), por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h :

$$CaHrRegExp_{f,i,h}^{MA} = \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot OblRegExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} ; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 60)

- (c) El cargo diario por la obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las exportaciones a través de la interconexión internacional i , en una hora del día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegExp_{f,i,h}^{MA} ; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 61)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las exportaciones a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegExp_{f,i,D}^{MA} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 62)

A0805 Cargo por: Servicio de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para exportadores

En donde:

| | |
|--------------------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| EXP(f) | Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| EXPSC(f, s) | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| R(n) | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |

| | |
|------------------------------|---|
| $CaDiRegExp_{f,i,D}^{MA}$ | Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRegExp_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad media diaria de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRegExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |
| $n(i)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| $OblRegExp_i$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrReg_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.14 Contribución de Centros de Carga Especiales al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia

- (a) Actualmente este cargo tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los Centros de Carga Especiales contribuyan al pago de reservas. En dado caso, algunos Centros de Carga por su comportamiento individual tendrían la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con Centros de Carga Especiales. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar el Participante del Mercado f dependería de la cantidad del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto a partir de Centros de Carga Especiales.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h , se calcularía como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r a la que pertenece el nodo al que están conectadas los Centros de Carga Especiales q , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar (fracción), por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, en la hora h , es:

$$CaHrRegCar_{f,q,h}^{MA} = \sum_{r \in R(nQ(q))} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot OblRegCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 63)

- (c) El cargo diario por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especiales q , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCar_{f,q,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCar_{f,q,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 64)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de Centros de Carga Especiales que representa, agrupados en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCar_{f,s,D}^{MA} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRegCar_{f,q,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 65)

A4202 Cargo por: Servicio adicional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto a los Centros de Carga Especiales

En donde:

| | |
|-----------------------------------|--|
| ERC | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| Q(f) | Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados representadas por el Participante del Mercado f . |
| QSC(f, s) | Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que son representadas por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| R(n) | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| CaDiRegCar_{f,q,D}^{MA} | Cargo diario por su contribución adicional al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de consumo programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D . Expresado en \$. |
| CaDiTotRegCar_{f,s,D}^{MA} | Cargo diario total por su contribución al pago adicional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa a los Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| CaHrRegCar_{f,q,h}^{MA} | Cargo horario por su contribución adicional al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h . Expresado en \$. |
| nQ(q) | Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectado el Centro de Carga Especial q . |
| OblRegCar_q | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con los Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar su representante. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| PmCar_{f,q,h}^{MA} | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, en la hora h . Expresada en MWh . |
| PrReg_{r,h}^{MA} | Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.15 Contribución de las Entidades Responsables de Carga al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compren energía en el Mercado del Día en Adelanto, en cada zona de reserva r y en cada hora h , contribuyen con un cargo complementario al de los Generadores, importadores, exportadores, y Centros de Carga Especiales de manera que se cubra la totalidad de los pagos que se hacen a los Generadores programados para proveer el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La obligación de las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRegERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpReg_{f,u,h}^{MA} \\ \quad + ImpnetReg_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRegGen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRegImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRegExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRegCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 66)

- (b) La cantidad del consumo de energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ en cada zona de reserva r , en cada hora h , es el resultado de la suma de las compras por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociados a cada Cuenta de Orden s , para los Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo n , y los Centros de Carga Indirectamente Modeladas en la Zona de Carga z , en la hora h , es:

$$PmHrEneERC_{r,h}^{MA} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}; \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 67)

- (c) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , en cada hora h , que recibirá por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto en la zona de reserva r , durante la hora h , por la razón entre la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ y la cantidad del consumo de energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de reserva r , en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h , es:

$$CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \sum_{r \in R(z)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 68)

- (d) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , en el día D , de por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de reserva r , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 69)

- (e) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregados en cada Cuenta de Orden S , en el día D , de por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiRegCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 70)

A0803 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto a los Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (f) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden S , en el nodo n , en cada hora h , que recibirá por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma del producto del precio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en la zona de reserva r , en cada hora h , por la razón entre la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ y la cantidad del consumo de energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para sus Centros de Carga Directamente Modelados en la zona de reserva r , en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es:

$$CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \sum_{r \in R(n)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 71)

- (g) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden S , en el nodo n , en el día D , para sus Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo n , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 72)

- (h) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden S , en el día D , por sus Centros de Carga Directamente Modelados, por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 73)

A0802 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para los Centros de Carga Directamente Modelados

En donde:

| | |
|---|--|
| <i>C</i> | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| <i>ERC</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga |
| <i>F</i> | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| <i>G</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas. |
| <i>H(D)</i> | Conjunto de horas del día <i>D</i> (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| <i>I(r)</i> | Conjunto de interconexiones internacionales, que se encuentran en la zona de reserva <i>r</i> , ya que el nodo de entrega/recepción de la interconexión está en la zona de reserva <i>r</i> . |
| <i>N</i> | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado. |
| <i>NR(r)</i> | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la zona de reserva <i>r</i> . |
| <i>ZR(r)</i> | Conjunto de zonas de carga de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidas en la zona de reserva <i>r</i> . |
| <i>NZ(z)</i> | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga <i>z</i> . |
| <i>QR(r)</i> | Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que están conectadas a nodos que pertenecen a la zona de reserva <i>r</i> . |
| <i>R</i> | Conjunto que contiene todas las zonas de reserva. |
| <i>R(n)</i> | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo <i>n</i> . |
| <i>R(z)</i> | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Zona de Carga <i>z</i> . |
| <i>S(f)</i> | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> . |
| <i>SM</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador. |
| <i>UC</i> | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| <i>UR(r)</i> | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva <i>r</i> , ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva <i>r</i> . |
| <i>Z</i> | Conjunto de Zonas de Carga en el sistema. |
| <i>CaDiRegCDM^{MA}_{f,s,n,D}</i> | Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto, a la Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el nodo <i>n</i> , en el día <i>D</i> . Expresado en \$. |
| <i>CaDiRegCIM^{MA}_{f,s,z,D}</i> | Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , correspondiente a su Centro de Carga Indirectamente Modelado, asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> , en el día <i>D</i> . Expresado en \$. |

| | |
|--|---|
| $CaDiTotRegCDM_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRegCIM_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cargo horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s y al nodo n , en la hora h . Expresado en \$. |
| $CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{MA}$ | Cargo horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s y a la Zona de Carga z , en la hora h . Expresado en \$. |
| $CpReg_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRegERC_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en MWh . |
| $ImpnetReg_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. Expresado en MWh . |
| $OblRegCar_q$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar a el Participante del Mercado f que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $OblRegExp_i$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar el Participante del Mercado f que exporta energía. Cantidad adimensional. |
| $OblRegGen_u$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $OblRegImp_i$ | Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importa energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidos en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |

| | |
|-------------------------|---|
| $PmCzo_{f,s,z,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCar_{f,q,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q , durante la hora h Expresada en MWh . |
| $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser exportada a través de la interconexión i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrReg_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.16 Contribución de Generadores al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los Generadores contribuyan al pago de reservas. Cabe destacar que dicho manual podrá establecer responsabilidades diferentes para Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en pruebas, y para Unidades de Central Eléctrica con otras características. En dado caso, cada Generador que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u que es programada para entregar energía en el Mercado del Día en Adelanto tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituirían a su obligación de pago dependerían del tipo de Central Eléctrica, el estatus de pruebas y de la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a las que pertenece, durante cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar (fracción) de la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h :

$$CaHrRConGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} + \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRNR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} + \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot OblRRSupGen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}$$

$\forall f \in G, h \in H(D)$

(Ec. 74)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 75)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica $USC(f, s)$ que representa y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRConGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 76)

A0901 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para la Unidad de Centrales Eléctricas en prueba

En donde:

| | |
|-------------------------------|---|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CaDiRConGen_{f,u,D}^{MA}$ | Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRConGen_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRConGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $ObIrr10Gen_u$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |

| | |
|-----------------------|--|
| $ObLRNR10Gen_u$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $ObLRRSupGen_u$ | Cantidad de Reserva Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrRRNR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$ |
| $PrRRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.17 Contribución de Importadores al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los importadores contribuyan al pago de reservas. Cabe destacar que dicho manual podrá establecer responsabilidades diferentes para importaciones utilizando una fuente no-firme o derechos de transmisión no-firmes, y para importaciones con otras características. En dado caso, cada Participante del Mercado f cuya oferta de importación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituirían su obligación de pago dependerían del tipo de importación, de la cantidad de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podrían depender de la interconexión internacional i utilizada.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a las que pertenece a recepción de la importación, en cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar (fracción), por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h :

$$CaHrRConImp_{f,i,h}^{MA} = \begin{cases} \sum_{r \in R(n(i))} PrRRR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRNR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot ObLRRSupImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \end{cases} \quad \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 77)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , cuya oferta de importación de energía a través de una interconexión internacional i resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto para al menos una hora del día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 78)$$

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las importaciones que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRConImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 79)$$

A0904 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para importadores

En donde

| | |
|-------------------------------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $IMP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| $IMPSC(f, s)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| $n(i)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| $CaDiRConImp_{f,i,D}^{MA}$ | Cargo diario por la contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por la importación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRConImp_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por la importación de energía en las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRConImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por la importación de energía a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |
| $OblRNR10Imp_i$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Cuando la transacción utiliza una fuente firme y derechos de transmisión firmes, este término será igual a cero. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |

| | |
|----------------------|--|
| $OblRR10Imp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Cuando la transacción utiliza una fuente firme y derechos de transmisión firmes, este término será igual a cero. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $OblRRSupImp_i$ | Cantidad de Reserva Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Cuando la transacción utiliza una fuente firme y derechos de transmisión firmes, este término será igual a cero. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero. |
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.18 Contribución de Exportadores al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Cada Participante del Mercado f cuya oferta de exportación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto y que programe la exportación con programa firme, tiene la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituyen su obligación de pago dependen de la cantidad de energía de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podrían depender de la interconexión internacional i utilizada.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las exportaciones mediante programa firme aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , en la hora h , se calcula como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a las que pertenece el punto de entrega de la exportación, en cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar a través de la interconexión internacional i , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional i , durante la hora h :

$$CaHrRConExp_{f,i,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRNR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot OblRRSupExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 80)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , cuya oferta de exportación de energía a través de una interconexión internacional i resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto y programado mediante programa firme para al menos una hora del día D , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 81)

- (d) El cargo diario total, por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las exportaciones mediante programa firme aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiRConExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 82)

A0905 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para exportadores

En donde:

| | |
|-------------------------------|--|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| $EXP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| $EXPSC(f, s)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| $n(i)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión internacional i . |
| $CaDiRConExp_{f,i,D}^{MA}$ | Cargo diario por la contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRConExp_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por la exportación de energía en las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRConExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |

| | |
|----------------------|---|
| $ObLRNR10Exp_i$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $ObLR10Exp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $ObLRSupExp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrRNR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.19 Contribución de Centros de Carga Especiales al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este cargo tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para Centros de Carga Especiales. Algunos Centros de Carga, por su comportamiento individual, pueden tener la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias asociada con Centros de Carga Especiales. En dado caso, la cantidad de Reserva para Contingencias que estaría obligado a pagar el Participante del Mercado f dependería de la cantidad del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto a partir de los Centros de Carga Especiales.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa el Centro de Carga Especial q , en la hora h , se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a la que pertenece el nodo al que están conectados los Centros de Carga Especiales, en cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar (fracción) el Centro de Carga Especial, por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q , durante la hora h :

$$CaHrRConCar_{f,q,h}^{MA} = \begin{cases} \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLRNR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot ObLRSupCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \\ \forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D) \end{cases}$$

(Ec. 83)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCar_{f,q,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCar_{f,q,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 84)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de Centros de Carga Especiales que representa, agrupados en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCar_{f,s,D}^{MA} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRConCar_{f,q,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 85)

A4302 Cargo por: Servicio adicional de Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto a Centros de Carga Especiales

En donde:

| | |
|--|--|
| ERC | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| Q(f) | Conjunto de Centros de Carga Especiales representados por el Participante del Mercado f . |
| QSC(f, s) | Conjunto de Centros de Carga Especiales que son representados por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| R(n) | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| CaDiRConCar_{f,q,D}^{MA} | Cargo diario por su contribución adicional al pago de la Reserva para Contingencias que depende de la cantidad media de consumo programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D . Expresado en \$. |
| CaDiTotRConCar_{f,s,D}^{MA} | Cargo diario total por su contribución al pago adicional de Reserva para Contingencias que depende del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa a Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| CaHrRConCar_{f,q,h}^{MA} | Cargo por su contribución adicional al pago de la Reserva para Contingencias que depende de la cantidad media de consumo programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h . Expresado en \$. |
| nQ(q) | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado al que está conectada el Centro de Carga Especial q . |
| ObIRNR10Car_q | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero. |

| | |
|----------------------|---|
| $OblRR10Car_q$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero. |
| $OblRRSupCar_q$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero. |
| $PmCar_{f,q,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrRRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.3.20 Contribución de las Entidades Responsables de Carga al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que consumen energía en cada zona de reserva r y en cada hora h , tienen la obligación de pagar por la cantidad de Reserva para Contingencias que complementa la obligación de pago de los Generadores, importadores, exportadores, y representantes de Centros de Carga Especiales de manera que se cubra la totalidad de los pagos que se hacen a los Generadores programados para proveer el servicio de Reserva para Contingencias. La cantidad de Reserva para Contingencias que están obligados a pagar se desglosa en tres cantidades, una de cada uno de los tipos que pueden tener precios distintos: una cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, una cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos y por último una cantidad de Reserva Rodante Suplementaria.
- (b) En el Mercado del Día en Adelanto, la cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que pagan las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRR10ERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpRR10_{f,u,h}^{MA} \\ \quad + ImpnetRR10_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 86)

- (c) En el Mercado del Día en Adelanto, la cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos que pagan las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRNR10ERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpRNR10_{f,u,h}^{MA} \\ + ImpnetRNR10_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRNR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRNR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRNR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 87)

- (d) En el Mercado del Día en Adelanto, la cantidad de Reserva Suplementaria que pagan las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ al precio de la Reserva Suplementaria, en cada hora h y cada zona de reserva r es:

$$CpRRSupERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} (CpRRSup_{f,u,h}^{MA} + CpRRSup_{f,u,h}^{MA}) \\ + ImpnetRRSup_{r,h}^{MA} + ImpnetRNRSup_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRRSupGen_u PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRRSupImp_i PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRRSupExp_i PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRRSupCar_q PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 88)

- (e) La cantidad de la energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ en cada zona de reserva r , en cada hora h , es el resultado de la suma de las compras por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociados a cada Cuenta de Orden s , para los Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo n y los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es:

$$PmHrEneERC_{r,h}^{MA} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} ;$$

(Ec. 89)

- (f) El cargo horario por el concepto de Reserva para Contingencias proporcional a su compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregada en la Cuenta de Orden s , en cada Zona de Carga Z , en cada hora h , es la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en la zona de reserva Z , durante la hora h , por la razón entre la cantidad de cada tipo de reserva y la cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es:

$$CaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{r \in R(z)} PrRR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(z)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(z)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 90)

- (g) El cargo diario por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregada en la Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 91)

- (h) El cargo diario total por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados en la Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 92)

A0903 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para los Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (i) El cargo horario por el concepto de Reserva para Contingencias proporcional a su compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en la Cada Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en cada hora h , es la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en la zona de reserva Z , durante la hora h , por la razón entre la cantidad de cada tipo de reserva y la cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden S , en el nodo n , durante la hora h , es:

$$CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{r \in R(n)} PrRR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 93)

- (j) El cargo diario por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en la Cuenta de Orden s , en cada nodo n , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 94)$$

- (k) El cargo diario total por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en la Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f) \quad (Ec. 95)$$

A0902 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para los Centros de Carga Directamente Modelados

En donde:

| | |
|-----------------------------------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| ERC | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| I(r) | Conjunto de interconexiones internacionales, que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el nodo de entrega/recepción de la interconexión está en la zona de reserva r . |
| N | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado. |
| NZ(z) | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga z . |
| R | Conjunto que contiene todas las zonas de reserva. |
| R(n) | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| R(z) | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Zona de Carga z . |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Entidades Responsables de Carga. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| UR(r) | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva r . |
| Z | Conjunto de zonas de carga en el sistema. |
| CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{MA} | Cargo diario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , durante el día D . Expresado en \$. |

| | |
|--|--|
| $CaDiRConCIM_{f,s,z,n,D}^{MA}$ | Cargo diario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en cada Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada en cada Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$. |
| $CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cargo horario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$. |
| $CaHrRConCIM_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cargo horario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s y al Zona de Carga z , en la hora h . Expresado en \$. |
| $CpRRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva NO Rodante Suplementaria por el participante f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRR10ERC_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRR10ERC_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRSupERC_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $ImpnetRR10_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva Rodante de diez minutos. |

| | |
|---|---|
| $ImpnetRNR10_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva de No Rodante de diez minutos. |
| $ImpnetRRSup_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva Rodante Suplementaria. |
| $ImpnetRNRSup_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva No Rodante Suplementaria. |
| $nQ(q)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado al que está conectada el Centro de Carga q . |
| $OblRNR10Car_q$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad del consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero. |
| $OblRNR10Exp_i$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $OblRNR10Gen_u$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de la Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. |
| $OblRNR10Imp_i$ | Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional. |
| $OblRR10Car_q$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero. |
| $OblRR10Exp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $OblRRSupGen_u$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. |
| $OblRR10Imp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional. |

| | |
|--|---|
| $OblRRSupCar_q$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero. |
| $OblRRSupExp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional. |
| $OblRR10Gen_u$ | Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. |
| $OblRRSupImp_i$ | Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. |
| $PmCar_{f,q,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , por los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , por los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$ | Cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrRNR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRNRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

4.4 **Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto**

4.4.1 El cálculo de los pagos por la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto sólo se hace para Unidades de Central Eléctrica que no son auto-asignables. Para estas Unidades de Central Eléctrica, se requieren:

- (a) los costos ofrecidos por el representante de cada Unidad de Central Eléctrica;
- (b) los resultados de las decisiones tomadas en el Mercado del Día en Adelanto;
- (c) la condición de cada Unidad de Central Eléctrica al inicio del día;
- (d) los precios de la energía y los Servicios Conexos comerciados en el Mercado del Día en Adelanto; y
- (e) la información sobre el seguimiento de instrucciones de despacho durante el Día de Operación.

4.4.2 **Costos ofrecidos por el Representante de cada Unidad de Central Eléctrica**

- (a) **Costo de arranque.** En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica y ciclo combinado, existen costos de arranque. No hay costo de arranque en las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica hidroeléctricas, ni en las Ofertas de Venta de los Recursos Intermitentes Despachables. En las Ofertas de Venta de Unidades de Centrales Eléctricas con tecnología térmica el costo de arranque depende del tiempo que la Unidad de Central Eléctrica permaneció en paro antes de iniciar el arranque. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado un modelo similar al de las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica se ofrece para cada uno de los arranques que llevan a la Unidad de Central Eléctrica del estado "Parada" al estado "Operando como Generador" en ciertas configuraciones.
- (b) **Costo por el cambio de configuración.** Sólo en las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado existen costos por cambiar la configuración. La oferta especifica un costo para cada cambio de configuración factible entre una configuración de origen y las posibles configuraciones destino.
- (c) **Costo de producción.** En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica, en las Ofertas de Venta de los recursos intermitentes despachables y en las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica hidroeléctricas el costo de producción por unidad de tiempo es una función continua, lineal por segmentos, y no-decreciente; esto es, las pendientes de los segmentos rectos no decrecen al aumentar la cantidad de energía. En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica hidroeléctrica y en las Ofertas de Venta de los recursos intermitentes despachables, el costo de producción por unidad de tiempo vale cero cuando la cantidad de energía es cero. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica el costo de producción por unidad de tiempo puede tener un valor mayor que cero cuando la cantidad de energía es igual a cero. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado, hay una oferta de costo de producción para cada configuración de la Unidad de Central Eléctrica que tiene características similares a las de una Oferta de Venta de Unidad de Central Eléctrica con tecnología térmica.
- (d) **Costos de los Servicios Conexos.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica cumple los requisitos para proporcionar Servicios Conexos, su Oferta de Venta incluye el costo para proveer los Servicios Conexos para los que está calificada, como pueden ser: el servicio de Regulación Secundaria de frecuencia, el servicio de Reserva Rodante de diez minutos, el de Reserva No Rodante de diez minutos, el de Reserva Rodante Suplementaria y el de Reserva No Rodante Suplementaria.

4.4.3 **Resultados de las Decisiones tomadas en el Mercado del Día en Adelanto**

- (a) **El estado programado para la Unidad de Central Eléctrica.** En cada hora del día, la Unidad de Central Eléctrica tendrá un estado programado; los estados posibles de la Unidad de Central Eléctrica son:
 - (i) **"Parada".-** La Unidad de Central Eléctrica está desconectada del Sistema Eléctrico Nacional. La cantidad de generación es cero. Puede estar programada para la provisión del servicio de Reserva No Rodante.

- (ii) **“Operando como Generador”**.- La Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, entrega energía operando en una de las configuraciones en la que es factible hacerlo (cuando el modelo incluye varias configuraciones). Puede también estar programada para la provisión del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia y de los servicios de Reserva Rodante.
 - (iii) **“Arrancando”**.- La Unidad de Central Eléctrica puede producir energía sin ser despachable. Para efectos de la Garantía de Suficiencia de Ingresos, el costo de la energía que produzca durante el arranque está incluido en la oferta de arranque, por lo cual no se considerarán la oferta incremental. El costo de arranque depende de la configuración destino al concluir el arranque (cuando el modelo incluye varias configuraciones). No puede estar programada para dar Servicios Conexos.
 - (iv) **“Cambiano la configuración”**.- Sólo existe cuando el modelo incluye varias configuraciones. En este estado la Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, entrega energía sin ser despachable. Para efectos de la Garantía de Suficiencia de Ingresos, el costo de la energía que produzca durante el cambio de configuración se basará en la oferta incremental de la configuración de origen.
- (b) **La configuración en la que se encuentra.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en configuraciones, debe especificarse para cada hora del día la configuración en la que operará cuando el estado sea “Operando como Generador” o “Cambiano la configuración”.
 - (c) **La configuración destino.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en configuraciones, debe especificarse para cada hora del día la configuración destino cuando el estado sea “Arrancando” o “Cambiano la configuración”.
 - (d) **La cantidad media de generación programada para la Unidad de Central Eléctrica.** En cada hora del día, la Unidad de Central Eléctrica tendrá una cantidad media de generación programada.
 - (e) **Los Servicios Conexos programados para ser proporcionados por la Unidad de Central Eléctrica.** En cada hora del día, la Unidad de Central Eléctrica tendrá programada una cantidad de reserva para proveer el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, o una capacidad en Reserva Rodante de diez minutos, o Reserva No Rodante de diez minutos, o Reserva Rodante Suplementaria o Reserva No Rodante Suplementaria.

4.4.4 Condición de la Unidad de Central Eléctrica al inicio del día

- (a) Debe ser la misma que se utilizó para tomar las decisiones del Mercado del Día en Adelanto, se caracteriza mediante:
 - (i) El estado de la Unidad de Central Eléctrica en la hora previa al inicio del día.
 - (ii) Cuando la Unidad de Central Eléctrica es modelada con base en configuraciones, la configuración bajo la que estaba operando en la hora previa al inicio del día.
 - (iii) El tiempo que la Unidad de Central Eléctrica ha permanecido en dicho estado o configuración previo al inicio del día.

4.4.5 Precios de la energía y los Servicios Conexos comerciados en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) **Los precios nodales de la energía.** Para cada hora del día y para cada nodo se conoce el precio de la energía en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) **Los precios de los Servicios Conexos.** Para cada hora del día y para cada zona de reserva, se conocen los precios de cada uno de los tipos de reserva en el Mercado del Día en Adelanto.

4.4.6 Información del seguimiento de las Instrucciones de Despacho

- (a) Para cada hora del día, se establece un indicador que señala si la Unidad de Central Eléctrica siguió o no siguió las instrucciones de asignación y despacho durante el Día de Operación.

4.4.7 Pago a los Generadores asociados a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) El pago diario que le corresponde por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto aplicando al Participante del Mercado f , que representada la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , que cumple las condiciones requeridas, se determina con el siguiente procedimiento:
- (i) **Identificación de la auto-asignabilidad de la Unidad de Central Eléctrica.** Si la Unidad de Central Eléctrica es auto-asignable en alguna hora del día, no recibirá un pago por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos, y el procedimiento termina. En caso contrario, el procedimiento continúa en el paso (ii).
 - (ii) **Identificación de los arranques instruidos a una Unidad de Central Eléctrica durante el día.** Ocurre un arranque en cada hora del día en la que la Unidad de Central Eléctrica está en un estado distinto del estado "Parada" y el estado de la Unidad de Central Eléctrica en la hora anterior es igual al estado "Parada". En el Mercado del Día del Adelanto, todos los arranques que no sean resultado de una auto-asignación se consideran instruidos por el CENACE.
 - (iii) **Cálculo del costo de los arranques instruidos durante el día.** Cuando el modelo de costos de la Unidad de Central Eléctrica incluye un costo de arranque, para cada arranque, se calcula el costo correspondiente al tiempo que la Unidad de Central Eléctrica ha estado "Parada" antes de arrancar. El símbolo $CoArrPA_{f,u,D}^{MA}$, identifica la suma de los costos de todos los arranques durante el día D , de la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
 - (iv) **Cálculo del costo de los cambios de configuración instruidos.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en varias configuraciones, para cada hora del día, se calculan los costos de los cambios de configuración que se hayan iniciado dentro del día. El símbolo $CoTraPA_{f,u,D}^{MA}$, identifica el valor de la suma de los costos de los cambios de configuración iniciados dentro del día D , por la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
 - (v) **Cálculo de los costos de producción.** Para cada hora del día, se calcula el costo de producción cuando la Unidad de Central Eléctrica está en el estado "Operando como Generador", y si la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en varias configuraciones, también se calcula el costo de producción cuando el estado es "Cambiano la configuración". En los demás estados de la Unidad de Central Eléctrica, el costo de producción es cero. El costo de producción en una hora está integrado por el costo de operación en vacío, más, los incrementos de costo correspondientes a las ofertas incrementales de energía que tienen los menores costos incrementales, hasta alcanzar la cantidad media de generación programada en el Mercado del Día en Adelanto. El símbolo $CoProPA_{f,u,D}^{MA}$, identifica el valor de la suma de los costos de producción para todas las horas del día D , de la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
 - (vi) **Cálculo de los costos para proveer Servicios Conexos.** Para todo el día, se calcula el costo de proveer los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto que se refieren a: el servicio para Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, el servicio de Reserva Rodante de diez minutos o No Rodante de diez minutos, y el servicio de Reserva Rodante Suplementaria o No Rodante Suplementaria:

$$CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{h \in H(D)} CoReg_{f,u,h}^{MA} \cdot CpReg_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRR10_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRR10_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRNR10_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRNR10_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRRSup_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRRSup_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRNRSup_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRNRSup_{f,u,h}^{MA} ; \\ \forall f \in G, u \in U(f) \end{array} \right. \quad (Ec. 96)$$

- (vii) **Cálculo de los ingresos por la venta de energía y Servicios Conexos.** Para el día, se calculan los ingresos por la venta de energía (véase 4.2.1) y por la provisión de los Servicios Conexos programados, que se refieren a: la provisión del servicio para Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia (véase 4.3.6), la provisión del servicio de Reserva Rodante de diez minutos (véase 4.3.7), la provisión del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos (véase 4.3.8), la provisión del servicio de Reserva Rodante Suplementaria (véase 4.3.9), y la provisión del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria (véase 4.3.10):

$$InEneSvsCnx_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} (PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} + PaHrReg_{f,u,h}^{MA}) + \sum_{h \in H(D)} (PaHrRR10_{f,u,h}^{MA} + PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}) + \sum_{h \in H(D)} (PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA} + PaHrRNRSup_{f,u,h}^{MA}) \quad \forall f \in G, u \in U(f) \quad (Ec. 97)$$

- (viii) **Cálculo del precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.** Cuando los costos son mayores que los ingresos durante el día, el precio horario que se le pagará al Generador f , que representa la totalidad o parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos es mayor que cero, en el caso contrario es cero:

$$PrGSI_{f,u,D}^{MA} = \frac{\max \{0, CoArrPA_{f,u,D}^{MA} + CoTraPA_{f,u,D}^{MA} + CoProPA_{f,u,D}^{MA} + CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA} - InEneSvsCnx_{f,u,D}^{MA}\}}{HA_{f,u,D}} \quad \forall f \in G, u \in U(f) \quad (Ec. 98)$$

- (ix) **Cálculo del número de horas en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos.** Cada hora en la que la Unidad de Central Eléctrica no siguió instrucciones de despacho el Día de Operación, es una hora en la que no se hará el pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto. El símbolo $HNP_{f,u,D}$ representa el número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , no se le hará el pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos debido a no haber seguido instrucciones de despacho.
- (x) **Cálculo del pago al Generador por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.** El pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos del día D , a la Unidad de Central Eléctrica

u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , es el resultado de aplicar el precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos, a las horas del día en las que la Unidad de Central Eléctrica cumple las condiciones para recibir el pago:

$$PaDiGSI_{f,u,D}^{MA} = PrGSI_{f,u,D}^{MA} (HA_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}); \quad \forall f \in G, u \in U(f)$$

(Ec. 99)

(xi) Fin del Procedimiento.

- (b) El pago diario total que le corresponde por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden u , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiGSI_{f,u,D}^{MA}; \quad \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 100)

A1001 Pago por: Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto a las Unidades de Centrales Eléctricas

En donde:

| | |
|------------------------|---|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $HA_{f,u,D}$ | Número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , este asignado para operar como generador en el Mercado del Día en Adelanto. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f,s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CoArrPA_{f,u,D}^{MA}$ | Costos de todos los arranques programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$. |
| $CoProPA_{f,u,D}^{MA}$ | Costos de producción por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , para todas las horas del día D . Expresado en \$. |
| $CoReg_{f,u,h}^{MA}$ | Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh. |
| $CoRRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh. |
| $CoRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh. |
| $CoRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh. |

| | |
|--|---|
| $CoRRNSup_{f,u,h}^{MA}$ | Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA}$ | Costo de los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , en el periodo de asignación j . Expresado en \$. |
| $CoTraPA_{f,u,D}^{MA}$ | Valor de la suma de los costos de las transiciones entre configuraciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto, que son iniciadas por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , dentro del periodo de asignación j . Expresado en \$. |
| $CpReg_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRNSup_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $HNP_{f,u,D}$ | Número de horas en las que NO se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D , porque no cumplió con las condiciones de seguimiento de despacho durante el Día de Operación. |
| $InEneSvsCnx_{f,u,D}^{MA}$ | Ingreso por la venta de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiGSI_{f,u,D}^{MA}$ | Pago diario por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PaHrReg_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |

| | |
|---------------------------|---|
| $PaHrRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PaHrRRNSup_{f,u,h}^{DA}$ | Pago horario por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA}$ | Pago horario por la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PrGSI_{f,u,D}^{MA}$ | Precio horario que se pagará por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora del día D , si cumple las condiciones respecto al seguimiento de las instrucciones de despacho en la hora considerada durante el Día de Operación. Expresado en \$/h. |

4.4.8 Cargo a los Participantes del Mercado para la Garantía de Suficiencia de Ingresos para los Generadores

- (a) La cantidad pagada en cada día a los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos es distribuida entre los compradores de energía en proporción a sus Compras PM de Energía Física.
- (b) La cantidad pagada a los Generadores en el día D es:

$$PaDiGenGSI_D^{MA} = \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA}$$

(Ec. 101)

- (c) Las Compras Totales de Energía Física en el Mercado del Día en Adelanto para el día D , calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

$$CmDiTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_h$$

(Ec. 102)

- (d) El precio por unidad de energía física comprada en el Mercado del Día en Adelanto que permite distribuir la totalidad de los pagos a los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos durante el día D considerado es:

$$PrDisGSI_D^{MA} = \frac{PaDiGenGSI_D^{MA}}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 103)

- (e) El cargo horario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, en la Cuenta de Orden S , en la hora h , es:

$$CaHrGSI_{f,s,h}^{MA} = PrDisGSI_D^{MA} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 104)

- (f) El cargo diario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, en la Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$CaDiGSI_{f,s,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrGSI_{f,s,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 105)

A1118 Cargo por: Contribución a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

| | |
|---------------------------|--|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| $CaDiGSI_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante de Mercado f , asociados a cada Cuenta de Orden s , en el día D por las compras de energía física correspondientes a Centros de Carga o exportaciones. Expresado en \$. |
| $CaHrGSI_{f,s,h}^{MA}$ | Cargo horario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante de Mercado f , asociados a cada Cuenta de Orden s , en la hora h por las compras de energía física correspondientes a Centros de Carga o exportaciones. Expresado en \$. |
| $CmDiTotEneFis_D$ | Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante el día D . Expresada en MWh . |
| $CmEnFi_{f,s,h}$ | Compra de Energía Física asociada al Participante de Mercado f , asociados a cada Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CmTotEneFis_h$ | Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiGenGSI_D^{MA}$ | Pago diario por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos a todos los Generadores en el Mercado del Día en Adelanto en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de las Unidades de Central Eléctrica, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PrDisGSI_D^{MA}$ | Precio unitario para distribuir el pago de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, para el día D . Expresado en $\$/MWh$. |

4.5 Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y Devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales

- 4.5.1 En cualquier hora del día en el Mercado del Día en Adelanto, la diferencia entre (a) el producto de la diferencia entre el Precio Marginal Local menos su Componente de Congestión Marginal, por la compra de energía en el nodo, y (b) el producto de la diferencia entre el Precio Marginal Local menos su Componente de Congestión Marginal,

por la venta de energía en el nodo, es un valor positivo. Esta cantidad es un cargo en exceso cobrado a los compradores de energía que es causado por el efecto de las Pérdidas Marginales sobre los Precios Marginales Locales de la energía. A esta cantidad se le llama Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto.

4.5.2 En cada año, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico deberá informar al CENACE de sus requerimientos. En cada día del año, hasta que se hayan financiado dichos requerimientos, el Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado del Día en Adelanto será transferido a dicho fondo; a partir de ese momento, se devolverá a los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto en proporción a las compras de cada uno.

4.5.3 Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico

(a) El Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPer_h^{MA} = \begin{cases} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in N} (PrEne_{n,h}^{MA} - PrCng_{n,h}^{MA}) \cdot PmCDMSC_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in Z} (PrZene_{z,h}^{MA} - PrZCng_{z,h}^{MA}) \cdot PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} \\ + \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} (PrEne_{n(i),h}^{MA} - PrCng_{n(i),h}^{MA}) \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} (PrEne_{n(i),h}^{MA} - PrCng_{n(i),h}^{MA}) \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in US \cap U(f)} (PrEne_{N(u),h}^{MA} - PrCng_{N(u),h}^{MA}) \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UK \cap U(f)} \sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k(u,h)} \cdot (PrEne_{n,h}^{MA} - PrCng_{n,h}^{MA}) \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}; \end{cases} \quad \forall h \in H(D)$$

(Ec. 106)

(b) Mientras no se hayan financiado los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, éste recibirá diariamente:

$$PaDiFSU_D^{MA} = \begin{cases} \sum_{h \in H(D)} RntPer_h^{MA}; & si: SdoFSUE_D > 0 \\ 0; & si: SdoFSUE_D \leq 0 \end{cases}$$

(Ec. 107)

A1206 Pago por: Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto al Fondo de Servicio Universal Eléctrico

En donde:

| | |
|---------------|--|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| EXP(f) | Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| H(D) | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| IMP(f) | Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| K(u) | Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u . |
| N | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado. |
| N(u) | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |

| | |
|---|--|
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| U(f) | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| UK | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas Ofertas de Venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones. |
| US | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas Ofertas de Venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones. |
| FDP_{n,u,k} | Factor de distribución de la cantidad de energía generada en el nodo n , por la Unidad de Central Eléctrica u , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1 ; \forall u, k \in K(u)$ |
| k(u, h) | Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto. |
| n(i) | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| N(u) | Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo. |
| S(f) | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| PaDiFSU_D^{MA} | Pago diario al Fondo del Servicio Universal Eléctrico de la renta por Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectada en el Mercado del Día en Adelanto en el día D . Expresado en \$. |
| PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} | Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , conectados al nodo n , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} | Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmExp_{f,i,h}^{MA} | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmGen_{f,u,h}^{MA} | Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PmImp_{f,i,h}^{MA} | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PrCng_{n,h}^{MA} | Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| PrZCng_{z,h}^{MA} | Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/kWh$. |
| PrEne_{n,h}^{MA} | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

| | |
|---------------------|---|
| $PrZEne_{z,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $RntPer_h^{MA}$ | Sobrecobro colectado en la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto debido al efecto del Componente de Pérdidas Marginales de transmisión de los Precios Marginales Locales de la energía. Expresado en \$. |
| $SdoFSUE_D$ | Saldo del requerimiento anual de financiamiento del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al inicio del día D . El valor normalmente es positivo, pero puede ser negativo. Expresado en \$. |

4.5.4 Devolución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales a Entidades Responsables de Carga y a Exportadores

- (a) Una vez que se hayan financiado los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico para el año en curso, el Sobrecobro por Pérdidas Marginales que pagan en cada hora los Participantes del Mercado compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto, causado por el efecto de las Pérdidas Marginales de transmisión sobre los Precios Marginales Locales de la energía, será devuelto a los Participantes del Mercado compradores de energía en proporción a las compras de cada uno durante cada hora del día.
- (b) El precio para la distribución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales colectado entre los Participantes del Mercado compradores de energía en cada hora h es mayor que cero si el requerimiento anual del Fondo de Servicio Universal Eléctrico ya fue satisfecho, en caso contrario toma valor de cero:

$$PrDisScp_h^{MA} = \begin{cases} \frac{RntPer_h^{MA}}{CmTotEnFi_h} & ; si: SdoFSUE_D \leq 0 \\ 0 & ; si: SdoFSUE_D > 0 \end{cases} \quad \forall h \in H(D)$$

(Ec. 108)

- (c) El pago horario, por la devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales de transmisión, a las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ por las compras de energía física, durante la hora h es:

$$PaHrScp_{f,s,h}^{MA} = PrDisScp_h^{MA} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 10909)

- (d) El pago diario, por la devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectado, a las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ por las compras de energía física, durante el día D es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiScp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrScp_{f,s,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 110)

A1218 Pago por: Devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día de Adelanto

En donde:

| | |
|--------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| ERC | Conjunto Entidades Responsables de Carga. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |

| | |
|---|--|
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |
| CmEnFi_{f,s,h} | Compra PM de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| CmTotEneFis_h | Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> . |
| PaDiScp_{f,s,D}^{MA} | El pago en el día D , a la Cuenta de Orden s , del participante del mercado f , por la devolución del sobrecobro debido a las pérdidas marginales, por las compras de energía física. Expresado en \$. |
| PaHrScp_{f,s,h}^{MA} | El pago en la hora h , a la Cuenta de Orden s , del participante del mercado f , por la devolución del sobrecobro debido a las pérdidas marginales, por las compras de energía física. Expresado en \$. |
| PrDisScp_h^{MA} | Precio empleado para distribuir la renta de Pérdidas Marginales colectada en la hora h , entre los compradores de energía en la misma hora. Expresado en $\$/MWh$. |
| RntPer_h^{MA} | Sobrecobro colectado en la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto debido al efecto del Componente de Pérdidas Marginales de transmisión de los Precios Marginales Locales de la energía. Expresado en \$. |
| SdoFSUE_D | Saldo del requerimiento anual de financiamiento del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al inicio del día D . El valor normalmente es positivo, pero puede ser negativo. Expresado en \$ |

4.6 Derechos Financieros de Transmisión (DFT)

4.6.1 El sistema de administración de Derechos Financieros de Transmisión pondrá a disposición del sistema de liquidaciones el conjunto de Derechos Financieros de Transmisión existentes el día cuya liquidación está siendo procesada.

4.6.2 Cuando los titulares de los Derechos Financieros de Transmisión son Participantes del Mercado, la información necesaria para caracterizar a cada uno de los Derechos Financieros de Transmisión existentes es la siguiente:

- (a) Un identificador del Derechos Financieros de Transmisión: facilita la referencia al Derechos Financieros de Transmisión.
- (b) El titular del Derechos Financieros de Transmisión: puede ser cualquier Participante del Mercado, incluyendo al Generador de Intermediación representante de los Contratos de Interconexión Legados
- (c) Cuenta de Orden del Participante del Mercado: indica a donde será dirigido el resultado de las liquidaciones del Derechos Financieros de Transmisión.
- (d) NodoP de origen
- (e) NodoP de destino.
- (f) Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión con las características señaladas (cada Derecho Financiero de Transmisión tiene cantidad de 1 *MWh* de energía en cada hora de vigencia).
- (g) Fecha del primer día contenido en el periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (h) Fecha del último día contenido en el periodo vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (i) Mes en el que inicia una temporada de vigencia en el año.
- (j) Mes en el que termina la temporada de vigencia del año.
- (k) Hora en la que inicia un bloque de vigencia durante el día.
- (l) Hora en la que termina el bloque de vigencia durante el día.

- (m) Precio de Equilibrio de adquisición en la subasta o precio de adquisición en otro proceso donde fue creado ($\$/MWh$): puede tener cualquier signo o tener el valor cero.
- (n) Fecha en la que debe liquidarse la adquisición en subasta cuando el precio de adquisición es positivo.

4.6.3 A los NodosP Distribuidos, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado, de origen y de destino del Derecho Financieros de Transmisión se les relaciona con un conjunto de factores de ponderación cuyo valor está entre cero y uno, cada factor está asociado a un NodoP Elemental del Modelo Comercial de Mercado, y la suma de estos factores de ponderación debe ser igual a uno. Los factores representan la fracción de la energía del Derechos Financieros de Transmisión que se valorará al precio de la energía del NodoP Elemental correspondiente.

4.6.4 Cuando los Derechos Financieros de Transmisión están en la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Trasmisión Legados que han sido rechazados o cancelados por los Participantes del Mercado, y que todavía no han sido vendidos en alguna subasta, su caracterización requiere la siguiente información:

- (a) Un identificador del Derecho Financieros de Transmisión Legados: facilita la referencia al Derechos Financieros de Transmisión.
- (b) El titular del Derecho Financieros de Transmisión: puede decirse que el titular es la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión.
- (c) Cuenta de Orden del Participante del Mercado: No aplica.
- (d) NodoP de origen
- (e) NodoP de destino.
- (f) Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión con las características señaladas (cada Derecho Financiero de Transmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía en cada hora de vigencia).
- (g) Fecha del primer día contenido en el periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (h) Fecha del último día contenido en el periodo vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (i) Mes en el que inicia una temporada de vigencia en el año.
- (j) Mes en el que termina la temporada de vigencia del año.
- (k) Hora en la que inicia un bloque de vigencia durante el día.
- (l) Hora en la que termina el bloque de vigencia durante el día.
- (m) Precio de Equilibrio de adquisición en la subasta o precio de adquisición en otro proceso donde fue creado ($\$/MWh$): puede tener cualquier signo o tener el valor cero.
- (n) Fecha en la que debe liquidarse la adquisición en subasta cuando el precio de adquisición es positivo: no aplica; puede indicarse cualquier fecha previa al inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

4.6.5 Pago y Cargo a los Tenedores de Derechos Financieros de Transmisión.

(a) **Derechos Financieros de Transmisión de Participantes del Mercado**

- (i) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f que es el titular del Derecho Financieros de Transmisión d , cuando el día D considerado está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derecho Financieros de Transmisión $DT(d)$; es igual al valor acumulado para todas las horas del bloque diario de vigencia, del producto de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión E_d por la diferencia entre el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de destino, menos, el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de origen del Derecho Financieros de Transmisión.

Cuando el día considerado NO está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia $DT(d)$; el pago diario al Participante del Mercado que es el titular del Derechos Financieros de Transmisión es igual a cero.

$$PaDiDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left[0, E_d \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right]; & Si D \in DT(d) \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s) \quad (Ec. 111)$$

$$CaDiDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left\{ 0, -E_d \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right\}; & Si D \in DT(d) \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s) \quad (Ec. 112)$$

- (ii) El pago y cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión de cada Participante del Mercado f , agrupados en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es igual a la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} PaDiDFT_{f,d,D}; \quad \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 113)$$

A1307 Pago por: tenencia de Derechos Financieros de Transmisión

$$CaDiTotDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} CaDiDFT_{f,d,D}; \quad \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 114)$$

A1307 Cargo por: tenencia de Derechos Financieros de Transmisión

- (b) **Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados o cancelados:**

- (i) El pago y cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Transmisión d cancelados o rechazados, cuando el día D considerado está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión $DT(d)$; es igual al valor acumulado para todas las horas en el bloque diario de vigencia, del producto de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados E_{dc} por la diferencia entre, el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de destino, menos, el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de origen del Derechos Financieros de Transmisión. Cuando el día considerado NO está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión; el pago diario a la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados es igual a cero.

$$PaDiDFT_{Cdm,d,D} =$$

$$\begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left\{ 0, E_{dc} \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right\}; & Si D \in DT(c) \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall d \in CDM \quad (Ec. 115)$$

$CaDiDFTCdm_{d,D} =$

$$\left\{ \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left\{ 0, -E_{dc} \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right\}; \text{ Si } D \in DT(c) \right.$$

0 ; en el caso contrario

$\forall d \in CDM$

(Ec. 116)

- (ii) El pago y cargo diario total a la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados, en el día D , es igual a la suma de los pagos y cargos diarios de todos los Derechos Financieros de Transmisión contenidos en dicha cuenta el día objeto de la liquidación:

$$PaDiTotDFTCdm_D = \sum_{d \in CDM} PaDiDFTCdm_{d,D}$$

(Ec. 117)

A1320 Pago por: Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados o cancelados

$$CaDiTotDFTCdm_D = \sum_{d \in CDM} CaDiDFTCdm_{d,D}$$

(Ec. 118)

A1320 Cargo por: Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados o cancelados

En donde:

| | |
|------------|--|
| $BH(d,D)$ | Conjunto de horas del día D que forman un bloque horario en el que el Derecho Financiero de Transmisión d puede estar vigente. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano. |
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| CDM | Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de DFT legados que han sido rechazados o cancelados. |
| $DSC(f,s)$ | Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , y que están agrupados en la Cuenta de Orden s . |
| $DT(d)$ | Conjunto de días en cada temporada del año, para todos los años contenidos en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d . |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $ND(d)$ | Conjunto de NodosP Elementales que podrían conformar NodosP Distribuidos, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado, de destino, asociado al Derecho Financiero de Transmisión d . |
| $NO(d)$ | Conjunto de NodosP Elementales que podrían conformar NodosP Distribuidos, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado, de origen, asociado al Derecho Financiero de Transmisión d . |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |

| | |
|----------------------|--|
| E_d | Cantidad de Derechos Financieros de Trasmisión (cada Derechos Financieros de Trasmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Trasmisión d . |
| E_{dc} | Cantidad de Derechos Financieros de Trasmisión (cada Derechos Financieros de Trasmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Trasmisión d , en la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Trasmisión cancelados o rechazados |
| $PaDiDFT_{f,d,D}$ | Pago diario al Participante del Mercado f , por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiDFT_{f,d,D}$ | Cargo diario al Participante del Mercado f , por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiDFTCdm_{d,D}$ | Pago diario a la cuenta de depósito y manejo de los DFT rechazados o cancelados, por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiDFTCdm_{d,D}$ | Cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de los DFT rechazados o cancelados, por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotDFT_{f,s,D}$ | Pago diario total al Participante del Mercado f , por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotDFT_{f,s,D}$ | Cargo diario total al Participante del Mercado f , por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotDFTCdm_D$ | Pago diario total por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados, en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotDFTCdm_D$ | Cargo diario total por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados, en día D . Expresado en \$. |
| $PrCng_{n,h}^{MA}$ | Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $Wd_{n,d}$ | Factor de ponderación del NodoP Elemental n en la conformación del NodoP Distribuido, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado de DESTINO del Derecho Financiero de Trasmisión d . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} = 1$. Es una cantidad adimensional. |
| $Wo_{n,d}$ | Factor de ponderación del NodoP Elemental n en la conformación del NodoP Distribuido, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado de ORIGEN del Derecho Financiero de Trasmisión d . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} = 1$. Es una cantidad adimensional. |

4.6.6 Distribución de la Liquidación de Derechos Financieros de Trasmisión Legados Cancelados o Rechazados.

- El pago y cargo diario total a la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados, para el día D considerado en el Mercado del Día en Adelanto, calculado en 4.6.5, es $PaDiTotDFTCdm_D$ y $CaDiTotDFTCdm_D$. Estas son las cantidades que distribuir entre los compradores de Energía Física de los Participantes del Mercado, en proporción a las compras de cada uno.
- Las Compras Totales de Energía Física de los Participantes del Mercado para el día D , calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

$$CmDiTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_h$$

- (c) Los precios para la distribución de la liquidación de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados a los compradores de Energía Física durante el día D , son:

$$PrDisDcrPa_D^{MA} = \frac{PaDiTotDFTCdm_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 120)

$$PrDisDcrCa_D^{MA} = \frac{CaDiTotDFTCdm_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 121)

- (d) El pago y cargo diario total por la parte de la liquidación de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados de cada Participante del Mercado f , comprador de Energía Física, correspondiente a cada Cuenta de Orden s , en el día D es:

$$PaDiDcr_{f,s,D}^{MA} = PrDisDcrPa_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 122)

A1418 Pago por: Distribución de ingresos netos de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados

$$CaDiDcr_{f,s,D}^{MA} = PrDisDcrCa_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 123)

A1418 Cargo por: Distribución de costos netos de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados

En donde:

| | |
|------------------------|--|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| $CmTotEneFis_h$ | Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CmDiTotEneFis_D$ | Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante el día D . Expresada en MWh . |
| $CmEnFi_{f,s,h}$ | Compra de energía física asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiDcr_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario por la distribución de ingresos netos de DFT Legados que han sido cancelados o rechazados, correspondientes a las compras de energía física en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , agregados en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |

| | |
|------------------------|---|
| $CaDiDcr_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario por la distribución de costos netos de DFT Legados que han sido cancelados o rechazados, correspondientes a las compras de energía física en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , agregados en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotDFTCdm_D$ | Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotDFTCdm_D$ | Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$. |
| $PrDisDcrPa_D^{MA}$ | Precio unitario empleado para distribuir la liquidación de los pagos diarios de los DFT Legados Cancelados o Rechazados, entre los compradores de energía física en el mismo día D . Expresado en \$/MWh. |
| $PrDisDcrCa_D^{MA}$ | Precio unitario empleado para distribuir la liquidación de los cargos diarios del día, de los Derechos Financieros de Transmisión Legados cancelados o rechazados, entre los compradores de energía física en el mismo día D . Expresado en \$/MWh. |

4.6.7 Exceso/Faltante de los Cobros por Congestión en Mercado del Día en Adelanto

- (a) Al cobrar a los compradores de energía y pagar a los vendedores de energía los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, se está colectando lo que se denomina renta de congestión. La renta de congestión colectada en el Mercado del Día en Adelanto es el resultado de cobrar al comprador de energía y pagar al vendedor de energía con base en el Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) La renta de congestión se emplea para pagar a los tenedores de los Derechos Financieros de Transmisión, sin embargo, no se puede garantizar que exista un balance perfecto entre las dos cantidades. Por ello el desbalance, ya sea Excedente o Faltante, se distribuye entre los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto.
- (c) La renta de congestión diaria colectada en el Mercado del Día en Adelanto en el día D , se expresa en términos de las compras de energía en los nodos de la red para los Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo n y los Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , las compras de energía para exportación en los nodos de entrega de las interconexiones internacionales i , las ventas de energía de las Unidades de Centrales Eléctricas en los nodos n donde entregan la energía y las ventas de energía de los importadores en los nodos de recepción de las interconexiones internacionales i es:

$$\begin{aligned}
 RntCng_D^{MA} = & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in N} PrCng_{n,h}^{MA} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} + \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in Z} PrZCng_{z,h}^{MA} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} + \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} PrCng_{n(i),h}^{MA} PmExp_{f,i,h}^{MA} - \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} PrCng_{n(i),h}^{MA} PmImp_{f,i,h}^{MA} - \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in G} \sum_{u \in US \cap U(f)} PrCng_{n(u),h}^{MA} PmGen_{f,u,h}^{MA} - \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UK \cap U(f)} \sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k(u),h} PrCng_{n,h}^{MA} PmGen_{f,u,h}^{MA};
 \end{aligned}$$

(Ec. 124)

- (d) El pago o cargo diario total a los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D es el pago o cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados, más, el pago o cargo diario de todos los Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , agrupados en todas las Cuentas de Orden s , en el día D :

$$PaDiTotTenDFT_D = PaDiTotDFTCdm_D + \sum_{f \in GUSMUUCUC} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotDFT_{f,s,D} \quad (Ec. 125)$$

$$CaDiTotTenDFT_D = CaDiTotDFTCdm_D + \sum_{f \in GUSMUUCUC} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotDFT_{f,s,D} \quad (Ec. 115)$$

- (e) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la renta de congestión del día D considerado en el Mercado del Día de Adelanto, que debe ser distribuido entre los compradores de Energía Física es:

$$ExcRntCng_D^{MA} = \max \{0, RntCng_D^{MA} - PaDiTotTenDFT_D + CaDiTotTenDFT_D\} \quad (Ec. 127)$$

$$FalRntCng_D^{MA} = \max \{0, -(RntCng_D^{MA} - PaDiTotTenDFT_D + CaDiTotTenDFT_D)\} \quad (Ec. 128)$$

- (f) Las Compras Totales de Energía Física para el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto, expresadas en términos de las compras de energía, por Cuenta de Orden S , para los Centros de Carga Directamente Modelados, en el nodo n , los Centros de Carga Indirectamente Modelados, en las Zonas de Carga Z , y las compras de energía para exportación a través de las interconexiones internacionales i son:

$$ComDiEne_D^{MA} = \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in N} PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} + \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in Z} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} + \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} PmExp_{f,i,h}^{MA} ; \quad (Ec. 129)$$

- (g) El precio unitario para distribuir el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión entre los compradores de energía es:

$$PrDisERn_D^{MA} = \frac{ExcRntCng_D^{MA}}{ComDiEne_D^{MA}} \quad (Ec. 11630)$$

$$PrDisFRn_D^{MA} = \frac{FalRntCng_D^{MA}}{ComDiEne_D^{MA}} \quad (Ec. 131)$$

- (h) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , de en el nodo n , en el día D , por sus Centros de Carga Directamente Modelados es:

$$PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA} = PrDisERn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} ; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 132)$$

$$CaDiFRnCDM_{f,s,n,D}^{MA} = PrDisFRn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} ; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 133)$$

- (i) El pago y cargo diario total por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en el día D , por sus Centros de Carga Directamente Modelados es:

$$PaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 11734)

A1502 Pago por: Distribución de excedente de cobros por congestión en el Mercado del Día en Adelanto a Centros de Carga Directamente Modelados

$$CaDiTotFRnCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 135)

A1502 Cargo por: Distribución de faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día en Adelanto a Centros de Carga Directamente Modelados

- (j) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , en el día D , por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados es:

$$PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA} = PrDisERn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 136)

$$CaDiFRnCIM_{f,s,z,D}^{MA} = PrDisFRn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 137)

- (k) El pago y cargo diario total por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga, a cada Cuenta de Orden s , de por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados es:

$$PaDiTotERnCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 11838)

A1503 Pago por: Distribución de excedente de cobros por congestión en el Mercado del Día en Adelanto a Centros de Carga Indirectamente Modelados

$$CaDiTotFRnCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiFRnCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 139)

A1503 Cargo por: Distribución de faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día en Adelanto a Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (l) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Participante del Mercado f , por la energía exportada a través de las interconexiones internacionales i , en el día D , es:

$$PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA} = PrDisERn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s)$$

(Ec. 11940)

$$CaDiFRnExp_{f,i,D}^{MA} = PrDisFRn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 1201)

- (m) El pago y cargo diario total por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Participante del Mercado f , por la energía exportada a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$PaDiTotERnExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 12142)

A1505 Pago por: Distribución de excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto a exportadores

$$CaDiTotFRnExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiFRnExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 143)

A1505 Cargo por: Distribución de faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto a exportadores

En donde:

| | |
|---------------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| ERC | Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. |
| $EXP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| $EXPSC(f, s)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $IMP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| N | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado. |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $NZ(z)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z . |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| UC | Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado. |

| | |
|---|---|
| UK | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones. |
| US | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones. |
| Z | Conjunto de zonas de carga en el sistema. |
| ComDiEne_D^{MA} | Compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto en el día D . Expresadas en <i>MWh</i> . |
| FDP_{n,u,k} | Factor de distribución de la cantidad de energía generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1$; $\forall u, k \in K(u)$. Es una cantidad adimensional. |
| ExcRntCng_D^{MA} | Excedente de la renta de congestión para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión, el día D , en el Mercado de un Día Adelanto. Expresada en \$. |
| FalRntCng_D^{MA} | Faltante de la renta de congestión para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión, el día D , en el Mercado de un Día Adelanto. Expresada en \$. |
| RntCng_D^{MA} | Renta de Congestión colectada el día D en el Mercado del Día en Adelanto. Expresada en \$. |
| PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA} | Pago diario por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D . Expresado en \$. |
| CaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA} | Cargo diario por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D . Expresado en \$. |
| PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA} | Pago diario por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , de la zona de carga z , en el día D . Expresado en \$. |
| CaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA} | Cargo diario por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , de la zona de carga z , en el día D . Expresado en \$. |
| PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA} | Pago diario por el Excedente de la liquidación de los Derecho Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de la Interconexión Internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| CaDiERnExp_{f,i,D}^{MA} | Cargo diario por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de la Interconexión Internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| PaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA} | Pago diario total por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |

| | |
|--|---|
| $CaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotERnCIM_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotERnCIM_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotDFT_{f,s,D}$ | Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión al Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotDFT_{f,s,D}$ | Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión al Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotDFTCdm_D$ | Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotDFTCdm_D$ | Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotERnExp_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total por el excedente o faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotERnExp_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total por el excedente o faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotTenDFT_D$ | Pago diario a la totalidad de los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotTenDFT_D$ | Cargo diario a la totalidad de los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D . Expresado en \$. |
| $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCIMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , en la zona de carga a la que pertenece el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh . |

| | |
|----------------------|--|
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrCng_{n,h}^{MA}$ | Componente de congestión del precio de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrDisERn_D^{MA}$ | Precio unitario para distribuir el Excedente de la liquidación de los DFT entre los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrDisFRn_D^{MA}$ | Precio unitario para distribuir el Faltante de la liquidación de los DFT entre los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $\$/MWh$. |

4.7 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

- 4.7.1 Los Precios de Equilibrio de compra de los Derechos Financieros de Transmisión en las subastas pueden ser positivos o negativos.
- 4.7.2 Cuando el Precio de Equilibrio de compra de un Derecho Financiero de Transmisión es positivo, el costo de un Derecho Financiero de Transmisión para todo su periodo de vigencia se cobrará al comprador en una sola ocasión el quinto día hábil posterior al día de la subasta.
- 4.7.3 Cuando el Precio de Equilibrio de compra de un Derecho Financiero de Transmisión es negativo, en cada día del periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión, se le pagará al comprador del Derecho Financiero de Transmisión lo correspondiente a la energía del día considerada en el Derecho Financiero de Transmisión.
- 4.7.4 Los ingresos (positivos o negativos) correspondientes a la venta de los Derechos Financieros de Transmisión serán distribuidos entre los compradores de Energía Física.
- 4.7.5 **Cargo/Pago a los Compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas**
- (a) Cuando un Derecho Financiero de Transmisión fue adquirido en una subasta a un Precio de Equilibrio positivo y el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto es igual al día en que debe liquidarse su compra, se hará un solo cargo al Participante del Mercado f , que lo adquirió por el costo total del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D :

$$CaComDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{\delta \in DT(d)} \sum_{h \in BH(d,\delta)} E_d \cdot PrComDFT_{d,h} & \text{Si: } [D = DLiq(d)] \text{ y } [PrComDFT_{d,h} > 0] \\ 0 & \text{en el caso contrario} \end{cases}$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s)$$

(Ec. 144)

- (b) El cargo único total por sus compras de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas al Participante del Mercado f , agrupados en cada una de sus Cuentas de Orden s , en el día D , es:

$$CaTotComDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} CaComDFT_{f,d,D}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 145)

A1609 Cargo Único por: Compra (a precio positivo) en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

- (c) Cuando un Derecho Financiero de Transmisión fue adquirido en una subasta a un Precio de Equilibrio negativo y el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión, se hará un pago al Participante del Mercado f , que adquirió el Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D , por las horas del bloque diario de vigencia en el día considerado:

$$PaDiComDFT_{f,d,D} = \begin{cases} - \sum_{h \in BH(d,D)} E_d \cdot PrComDFT_d; & \text{Si: } [D \in DT(d)] \text{ y } [PrComDFT_d < 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases}$$

$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s)$

(Ec. 146)

- (d) El pago total por sus compras de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas al Participante del Mercado f , agregada en cada Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$PaDiTotComDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} PaDiComDFT_{f,d,D}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 147)

A1708 Pago por: Compra (a precio negativo) en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

En donde:

| | |
|-----------------------------------|---|
| <i>BH(d, D)</i> | Conjunto de horas del día D que forman un bloque horario en el que el Derecho Financiero de Transmisión d puede estar vigente. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano. |
| <i>C</i> | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| <i>DSC(f, s)</i> | Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , y que están agrupados en la Cuenta de Orden s . |
| <i>DT(d)</i> | Conjunto de días en cada temporada del año, para todos los años contenidos en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d . |
| <i>F</i> | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| <i>G</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| <i>S(f)</i> | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| <i>SM</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| <i>UC</i> | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| <i>CaComDFT_{f,d,D}</i> | Cargo único al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D , que corresponde a un día posterior a la subasta, en el que debe ser pagado el costo total, a un precio positivo. Expresado en \$. |
| <i>CaTotComDFT_{f,s,D}</i> | Cargo único total al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta de los Derechos Financieros de Transmisión, asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D , a un precio positivo. Expresado en \$. |
| <i>DLiq(d)</i> | Fecha en la que debe ser facturado el Derecho Financiero de Transmisión d , cuando el precio de compra es positivo. La fecha es la del quinto día hábil posterior al día de la realización de la subasta. |
| <i>E_d</i> | Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada Derechos Financieros de Transmisión tiene la cantidad de 1 <i>MWh</i> de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d . |
| <i>PaDiComDFT_{f,d,D}</i> | Pago al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D , a un precio negativo. Expresado en \$. |

- $PaDiTotComDFT_{f,s,D}$** Pago al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta de Derechos Financieros de Transmisión a un precio negativo, asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
- $PrComDFT_d$** Precio de Equilibrio de compra en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión d . Expresado en \$/MWh.

4.7.6 Pago y Cargo para Distribuir los Ingresos de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

- (a) El ingreso y egreso diario, que genera la venta en una subasta de cada uno de los DFT cuyos titulares son los Participantes del Mercado es:

$$IngVenDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} E_d \cdot PrComDFT_d; & \text{Si: } [D \in DT(d)] \text{ y } [PrComDFT_d > 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s)$$

(Ec. 148)

$$EgrVenDFT_{f,d,D} = \begin{cases} - \sum_{h \in BH(d,D)} E_d PrComDFT_d; & \text{Si: } [D \in DT(d)] \text{ y } [PrComDFT_d < 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s)$$

(Ec. 12249)

- (b) El ingreso y egreso diario total que generan todos los Derechos Financieros de Transmisión que están en posesión de los Participantes del Mercado y que fueron vendidos en subastas en el día D es:

$$IngTotVenDFT_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \sum_{d \in DSC(f,s)} IngVenDFT_{f,d,D}$$

(Ec. 1230)

$$EgrTotVenDFT_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \sum_{d \in DSC(f,s)} EgrVenDFT_{f,d,D}$$

(Ec. 151)

- (c) Las Compras Totales de Energía Física para el día D , calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

$$CmDiTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_h$$

(Ec. 152)

- (d) El precio unitario para distribuir los ingresos y egresos por la venta de Derechos Financieros de Transmisión, entre los compradores de Energía Física es:

$$PrDisVDFT_D^{MA} = \frac{IngTotVenDFT_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 153)

$$PrDisEgrVDFT_D^{MA} = \frac{EgrTotVenDFT_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 154)

- (e) El pago y cargo diario por las ventas en subastas de Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$PaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA} = PrDisVDFT_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 12455)

A1818 Pago por: Distribución de ingresos netos positivos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en las Subastas

$$CaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA} = PrDisEgrVDFT_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 12556)

A1818 Cargo por: Distribución de ingresos netos negativos por la venta de Derechos Financieros de Transmisión en las Subastas

En donde:

| | |
|-------------------|--|
| $BH(d, D)$ | Conjunto de horas del día D que forman un bloque horario en el que el Derecho Financiero de Transmisión d puede estar vigente. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano. |
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| $DT(d)$ | Conjunto de días en cada temporada del año, para todos los años contenidos en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d . |
| $DSC(f, s)$ | Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , y que están agrupados en la Cuenta de Orden s . |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $S(f)$ | El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| $CmDiTotEneFis_D$ | Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante el día D . Expresada en MWh . |
| $CmTotEneFis_h$ | Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CmEnFi_{f,s,h}$ | Compra de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| E_d | Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada Derechos Financieros de Transmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d . |
| $IngTotVenDFT_D$ | Ingresos totales en el día D , que generan todos los Derechos Financieros de Transmisión que están en posesión de los Participantes del Mercado y que fueron vendidos en subastas. Expresado en \$. |
| $EgrTotVenDFT_D$ | Egresos en el día D , que generan todos los Derechos Financieros de Transmisión que están en posesión de los Participantes del Mercado y que fueron vendidos en subastas. Expresado en \$. |

| | |
|---|---|
| $IngVenDFT_{f,d,D}$ | Parte del ingreso correspondiente a la venta en una subasta al Participante del Mercado f , con un Precio de Equilibrio positivo [$PrComDFT_d > 0$], del monto total de la venta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D . Cuando el día D , no está entre los días de su periodo de vigencia, el monto es cero. Cuando el día D , si está entre los días de su periodo de vigencia, el monto depende del precio de venta, la cantidad vendida por hora, y de las horas del día en que es vigente. Expresado en \$. |
| $EgrVenDFT_{f,d,D}$ | Parte del egreso correspondiente a la venta en una subasta al Participante del Mercado f , con un Precio de Equilibrio negativo [$PrComDFT_d < 0$], del monto total de la venta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D . Cuando el día D , no está entre los días de su periodo de vigencia, el monto es cero. Cuando el día D , si está entre los días de su periodo de vigencia, el monto depende del precio de venta, la cantidad vendida por hora, y de las horas del día en que es vigente. Expresado en \$. |
| $PaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA}$ | Pago en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto para el día D , por la distribución de los ingresos por las ventas en subastas de Derechos Financieros de Transmisión, proporcionales a la energía física comprada bajo la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f . Expresado en \$. |
| $CaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto para el día D , por la distribución de los egresos por las ventas en subastas de Derechos Financieros de Transmisión, proporcionales a la energía física comprada bajo la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f . Expresado en \$. |
| $PrComDFT_d$ | Precio de Equilibrio de compra en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión f . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrDisVDFT_D^{MA}$ | Precio unitario para distribuir los ingresos por la venta de DFT, entre los compradores de energía física. Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrDisEgrVDFT_D^{MA}$ | Precio unitario para distribuir los egresos por la venta de DFT, entre los compradores de energía física. Expresado en $\$/MWh$. |

4.8 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

- 4.8.1** En las Transacciones Bilaterales Financieras el emisor está obligado a entregar al receptor el valor de mercado de una cantidad de energía o de uno de los Servicios Conexos comerciados en el mercado.
- 4.8.2** Se considera que la definición de cada transacción incluye: una cantidad de energía o de Servicios Conexos, que será liquidada sólo en los días contenidos en un periodo de vigencia definido, y cuando correspondan a un día de la semana especificado, además, sólo en ciertas horas del día. El precio del producto será el correspondiente a un nodo; en caso de ser nodo distribuido estará definido mediante un conjunto de factores de ponderación cuyos valores están entre cero y uno, cada uno está asociado a un nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado, y la suma de estos factores de ponderación debe ser igual a uno. Los factores representan la fracción de la cantidad pactada que se valorará al precio de la energía o del Servicio Conexo en el nodo correspondiente.
- 4.8.3** Por lo anterior, cada transacción por una cantidad que se registre en el sistema de Transacciones Bilaterales Financieras por una cantidad fija y que sea puesta a disposición del sistema de liquidaciones está caracterizada por lo siguiente:
- (a) Un identificador de la transacción: para facilitar cualquier referencia a la transacción.
 - (b) La identificación del emisor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
 - (c) La Cuenta de Orden del Participante del Mercado emisor: permite dirigir el resultado de la liquidación de la transacción a una Cuenta de Orden específica.
 - (d) La identificación del receptor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
 - (e) La Cuenta de Orden del Participante del Mercado receptor.
 - (f) El mercado al que se refiere la transacción (Mercado del Día en Adelanto, o Mercado en Tiempo Real)

- (g) El producto o servicio objeto de la transacción (energía eléctrica, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva No Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria y Reserva No Rodante Suplementaria).
- (h) La cantidad acordada en cada hora de vigencia de la transacción (MW).
- (i) La identificación de un NodoP al que se refiere la transacción.
- (j) La fecha inicial del periodo de vigencia de la transacción.
- (k) La fecha final del periodo vigencia de la transacción.
- (l) El día de la semana en el que es aplicable la transacción (Lunes, Martes, ..., Domingo).
- (m) La hora inicial del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.
- (n) La hora final del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.

4.8.4 Pago y cargo a los receptores en las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Si la transacción no está vigente el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto, el valor monetario de la transacción es cero:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = 0; \forall t \in TBF^{MA}, D \notin DVT(t)$$

(Ec. 157)

- (b) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es energía eléctrica, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, los valores monetarios de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} \max \left\{ 0, P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} \cdot PrEne_{n,h}^{MA} \right] \right\};$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 158)

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} \max \left\{ 0, -P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} \cdot PrEne_{n,h}^{MA} \right] \right\};$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 159)

- (c) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrReg_{r,h}^{MA} \right];$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 12660)

- (d) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva Rodante de diez minutos, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRR10_{r,h}^{MA} \right];$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 161)

- (e) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva No Rodante de diez minutos, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRNR10_{r,h}^{MA} \right];$$

$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$

(Ec. 162)

- (f) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva Rodante Suplementaria, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRRSup_{r,h}^{MA} \right];$$

$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$

(Ec. 163)

- (g) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva No Rodante Suplementaria, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRRNSup_{r,h}^{MA} \right];$$

$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$

(Ec. 164)

- (h) El pago y cargo diario a un Participante del Mercado f , por cada Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en la que es el receptor, es:

$$PaDiTBF_{f,t,D}^{MA} = VaDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TScr^{MA}(f, s)$$

(Ec. 165)

$$CaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA} = VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TScr^{MA}(f, s)$$

(Ec. 166)

- (i) El pago y cargo diario total en el Mercado del Día en Adelanto a un Participante del Mercado f , por todas las Transacciones Bilaterales Financieras en las que es el receptor, asociadas a una Cuenta de Orden s , en el día D , son:

$$PaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TScr^{MA}(f,s)} PaDiTBF_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 167)

A1911 El Pago por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Receptor

$$CaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TScr^{MA}(f,s)} CaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 168)

A1911 El Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Receptor

En donde:

| | |
|---------------------------|---|
| $BT(t, D)$ | Conjunto de horas del día D , en las que está vigente la Transacción Bilateral Financiera t . Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano. |
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| $DVT(t)$ | Conjunto de días en los que está vigente la Transacción Bilateral Financiera t . |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $NT(t)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado que conforman el nodo distribuido utilizado en la Transacción Bilateral Financiera t . |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $S(f)$ | El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| TBF^{MA} | Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto. |
| $TSCR^{MA}(f, s)$ | Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en las que el Participante del Mercado f aparece como receptor, agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| UC | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| $P_{t,h}$ | Cantidad especificada en la Transacción Bilateral Financiera t durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiTBF_{f,t,D}^{MA}$ | Pago diario al el Participante del Mercado f , receptor de la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTBF_{f,t,D}^{MA}$ | Cargo diario al Participante del Mercado f , receptor de la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA}$ | Pago diario total al Participante del Mercado f , receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA}$ | Cargo diario total al Participante del Mercado f , receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PrEne_{n,h}^{MA}$ | Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrReg_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRNR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

| | |
|-------------------------|--|
| $PrRRNSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRR10_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrRRSup_{r,h}^{MA}$ | Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $VaDiTBF_{t,D}^{MA}$ | Valor u obligación monetaria en el día D , de la Transacción Bilateral Financiera t , en el Mercado del Día en Adelanto, si el producto es energía eléctrica, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva No Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria o Reserva No Rodante Suplementaria. |
| $VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}$ | Valor u obligación monetaria en el día D , de la Transacción Bilateral Financiera t , en el Mercado del Día en Adelanto, si el solo producto es energía eléctrica. Expresado en \$. |
| $W_{n,t}$ | Factor de ponderación del nodo n de la red del Modelo Comercial del Mercado en la conformación del nodo distribuido empleado en la Transacción Bilateral Financiera t . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} = 1$. Es una cantidad adimensional. |

4.8.5 Cargo y Pago a los Emisores en las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Utilizando el valor monetario calculado en 3.5.4 para cada Transacción Bilateral Financiera, el cargo y pago diario a un Participante del Mercado f emisor, por cada Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$CaDiTBF_{f,t,D}^{MA} = VaDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{MDA}(f, s)$$

(Ec.169)

$$PaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA} = VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{MDA}(f, s)$$

(Ec.170)

- (b) El cargo y pago diario total en el Mercado del Día en Adelanto a un Participante del Mercado f emisor, por todas las Transacciones Bilaterales Financieras, asociadas a un Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$CaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TSCe^{MA}(f,s)} CaDiTBF_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec.171)

A2010 Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Emisor

$$PaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TSCe^{MA}(f,s)} PaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

A2010 Pago por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Emisor

En donde:

| | |
|--|---|
| <i>C</i> | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| <i>F</i> | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| <i>G</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| <i>S(f)</i> | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| <i>SM</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| <i>TSCe^{MA}(f, s)</i> | Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, en las que el Participante del Mercado f aparece como EMISOR, y están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| <i>UC</i> | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| <i>CaDiTBF_{f,t,D}^{MA}</i> | Cargo diario al Participante del Mercado f EMISOR, por la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$. |
| <i>PaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA}</i> | Pago diario al Participante del Mercado f EMISOR, por la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$. |
| <i>CaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA}</i> | Cargo diario total al Participante del Mercado f EMISOR, por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| <i>PaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{MA}</i> | Pago diario total al Participante del Mercado f EMISOR, por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| <i>VaDiTBF_{t,D}^{MA}</i> | Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado del Día en Adelanto, si el producto es energía eléctrica, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva No Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria o Reserva No Rodante Suplementaria, |
| <i>VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}</i> | Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado del Día en Adelanto, si el solo producto es energía eléctrica. Expresado en \$. |

CAPÍTULO 5

Liquidación Diaria del Mercado de Tiempo Real

5.1 Energía

5.1.1 Pagos y cargos por el incremento de la Energía Generada Respecto a la Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cuando una Unidad de Central Eléctrica entrega su energía en un solo nodo n , el pago en cada hora al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es el producto del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real en el nodo donde la Unidad de Central Eléctrica entrega la energía, por el incremento de la energía generada respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto de la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , que es representada por el Participante del Mercado f (si el incremento o el precio es negativo el pago puede convertirse en un cargo):

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{N(u),h}^{TR} (PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 173)

Si $PrEne_{N(u),h}^{TR} < 0$ o $(PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{N(u),h}^{TR} (PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 174)

- (b) Cuando una Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía en varios nodos, la distribución de la cantidad de energía generada entre los nodos depende de la configuración en la que opera. Como el pago de la energía se hace con base en las mediciones horarias de la energía entregada en cada nodo, no es necesario conocer la o las configuraciones bajo las que se operó en la hora.
- (c) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de la Central Eléctrica u que entrega su energía en varios nodos, en la hora h , es el máximo entre cero y la suma de los productos del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real en cada nodo donde la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, por el incremento de la energía realmente entregada en el nodo respecto a la energía programada para ser entregada en el nodo en el Mercado del Día en Adelanto de la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que es representada por el Participante del Mercado f (si el incremento o el precio es negativo el pago puede convertirse en un cargo):

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \sum_{n \in N(u)} \max \{0, PrEne_{n,h}^{TR} (PmGen_{f,u,n,h}^{ME} - FDP_{n,u,k(u),h} PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 175)

- (i) Si $PrEne_{N(u),h}^{TR} < 0$ o $(PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \sum_{n \in N(u)} \max \{0, -PrEne_{n,h}^{TR} (PmGen_{f,u,n,h}^{ME} - FDP_{n,u,k(u),h} PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 176)

- (d) El pago y cargo diario por el incremento de la energía realmente generada respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 177127)

$$CaDiEneGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 178)

- (e) El pago y cargo diario total por los incrementos de energía generada respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 179)

B0101 Pago por: Venta de energía entregada en el Mercado de Tiempo Real para la Unidad de Central Eléctrica

$$CaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 180)

B0101 Cargo por: Venta de energía entregada en el Mercado de Tiempo Real para la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|---------------------------|---|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $K(u)$ | Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u . |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía, cuando tiene múltiples nodos de entrega. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| UK | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones. |
| US | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones. |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $\mathcal{N}(u)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo. |
| $PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}$ | Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D por el incremento en la generación de energía para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |

| | |
|------------------------------|--|
| $CaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}$ | Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D por el decremento en la generación de energía para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR}$ | Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D por el incremento en la energía generada para el Mercado en Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR}$ | Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , por el decremento en la energía generada para el Mercado en Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}$ | Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por el incremento de energía generada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, en la hora h . Expresado en \$. |
| $CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}$ | Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por el decremento de energía generada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, en la hora h . Expresado en \$. |
| $PrEne_{n,h}^{TR}$ | Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $FDP_{n,u,k}$ | Factor de distribución de la energía generada que corresponde al nodo n , por la Unidad de Central Eléctrica u , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1 ; \forall u, k \in K(u)$ |
| $k(u, h)$ | Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto. |

5.1.2 Pago y cargo por el Incremento de la Energía Importada Respecto a la Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada interconexión internacional con sistemas externos tiene asociado un nodo donde se recibe la energía que es importada. Cualquier Participante del Mercado puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la importación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales. Entre el momento en que es aceptada una importación en el Mercado del Día en Adelanto y la operación en el Mercado de Tiempo Real puede haber cambios en las importaciones programadas en las diversas interconexiones internacionales. Al respecto, aplican los siguientes principios básicos:
- (i) La cantidad de importación liquidada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será la cantidad de la transacción asignada a un Participante de Mercado en dicho mercado.

- (ii) La cantidad de importación efectivamente realizada en el Mercado de Tiempo Real por un Participante de Mercado será la cantidad contenida en etiquetas electrónicas con estado de “implementada”, donde el Participante de Mercado en cuestión es la última “Entidad de Compra Venta” (PSE por sus siglas en inglés) que tiene título de la energía antes de su entrega al CENACE.
- (iii) La cantidad de importación a liquidarse en el Mercado de Tiempo Real será la diferencia entre las cantidades a) y b) anteriores.
- (iv) El flujo físico de energía en las interconexiones internacionales no se utiliza en la liquidación de importaciones; si existen diferencias entre el flujo físico de energía y las cantidades programadas en etiquetas electrónicas, se considerará energía inadvertida y se liquidará o se compensará directamente entre el CENACE y el operador de sistema correspondiente.
- (b) Cabe señalar que las Reglas del Mercado no permiten el aumento o creación de transacciones de importación en el Mercado de Tiempo Real, ya que en el Mercado de Tiempo Real no existe la posibilidad de utilizar procesos competitivos para asignar programas de importación entre los diversos Participantes del Mercado que podrían desear esas transacciones. Para habilitar la asignación de transacciones de importación después del Mercado de Día en Adelanto las Bases del Mercado prevén la creación de un Mercado de una Hora en Adelanto, en una Segunda Etapa que está fuera del alcance de este Manual. Por su parte, las Reglas del Mercado prevén que, en caso de requerir transacciones de importación en el Mercado de Tiempo Real por motivos de emergencia o riesgos a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, dichas transacciones se programen directamente por el CENACE, sin la intervención comercial de ningún Participante de Mercado. Por lo anterior, el “incremento” de transacciones será negativo (es decir, un decremento) en condiciones normales.
- (c) No obstante, lo anterior, en el presente numeral se considera la posibilidad de aumentos de transacciones de importación en el Mercado de Tiempo Real, en el entendido de que estos casos solo se podrían presentar ante cambios a las Reglas del Mercado o la emisión de excepciones transitorias por una autoridad competente. También se usarían en caso de que, por error, se implementan etiquetas electrónicas que rebasan la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (d) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f por el incremento en la importación de energía para el Mercado en Tiempo Real respecto a la importación que fue asignada en el Mercado del Día en Adelanto, en la interconexión internacional i , en cada hora h , es el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real en el nodo correspondiente al punto de recepción de energía importada asociado a la interconexión internacional i , en cada hora h , por el incremento en la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real (en etiquetas electrónicas) respecto a la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , en la interconexión internacional i , en la hora h :

$$PaHrEneImp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{TR} (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 181)

Si $PrEne_{N(u),h}^{TR} < 0$ o $(PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneImp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{TR} (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 128)

- (e) El pago y cargo diario por el incremento en la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado f , en cada interconexión internacional i , en cada día D , es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 183)$$

$$CaDiEneImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 184)$$

- (f) El pago y cargo diario total por los incrementos de energía programada para ser importada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado f , en las interconexiones internacionales i , agrupadas en una Cuenta de Orden s , son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 185)$$

B0104 Pago por: Venta de energía importada entregada en el Mercado de Tiempo Real

$$CaDiTotEneImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 186)$$

B0104 Cargo por: Venta de energía importada entregada en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

| | |
|---------------------------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $IMP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| $IMPSC(f, s)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| $n(i)$ | El nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| $PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}$ | Pago diario por el incremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |

| | |
|---------------------------|---|
| $CaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}$ | Cargo diario por el decremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotImp_{f,s,D}^{TR}$ | Pago diario total por el incremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotImp_{f,s,D}^{TR}$ | Cargo diario total por el decremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}$ | Pago horario por el incremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |
| $CaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}$ | Cargo horario por el decremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$. |
| $PmImp_{f,i,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmImp_{f,i,h}^{TR}$ | Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PrEne_{n,h}^{TR}$ | Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$ |

5.1.3 Cargos y pagos por el Incremento del Consumo de Energía Respecto al Programado en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) En el Mercado de Tiempo Real los Centros de Carga de cada Entidad Responsable de Carga que sean Directa o Indirectamente Modelados consumen la energía que requieren. Partiendo de las mediciones del consumo en términos del Manual de Medición para Liquidaciones, se calcularán los consumos horarios de los Centros de Carga para cada día. Los Centros de Cargas Indirectamente Modeladas, así como los Centros de Carga Directamente Modelados que se conectan a la Red General de Distribución, en cada zona de distribución, contribuyen al pago de las pérdidas técnicas reconocidas de distribución aprobadas ya que las cantidades de consumo ($PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ y $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$), respectivamente, incluirán las pérdidas técnicas reconocidas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Asimismo, mientras permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se asignan a los Centros de Carga en la zona de distribución donde ocurren, por lo cual las cantidades de energía ($PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ y $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$), respectivamente, incluirán las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Aunque la regulación de distribución actual no prevé pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignables de forma generalizada, a continuación, se muestra el cálculo del factor de distribución de las pérdidas no técnicas que aplicaría en caso de que esa regulación se ajuste para asignar las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada. Posteriormente se establece el cargo por el incremento en el consumo que le corresponda a cada Participante del Mercado por el consumo en cada zona. Bajo la regulación actual de distribución, dichos cálculos se realizarán con valores de cero para las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada.

- (c) El consumo horario de cada una de los Centros de Carga Directamente Modelados es una cantidad medida. Adicionalmente, para los Centros de Carga Directamente Modelados que se conectan a la Red General de Distribución, las datos que se alimentan al proceso de liquidaciones ya incluyen las pérdidas técnicas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía y, mientras permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se asignan a los Centros de Carga en la zona de distribución donde ocurren. A partir de estas mediciones y las pérdidas reconocidas, se calcula la cantidad de energía media horaria consumida por los Centros de Carga agregados en cada Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga en cada nodo: $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$; y agregando los resultados de todas las Cuentas de Orden de cada participante, se calcula la cantidad de energía media horaria consumida por nodo y por Entidad Responsable de Carga:

$$PmCDM_{f,n,h}^{ME} = \sum_{s \in S(f)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}; \forall f \in ERC, z \in Z, n \in NZ(z), h \in H(D)$$

(Ec. 187)

- (d) El consumo horario de los Centros de Carga Directamente Modelados en cada Zona de Carga Z , en la hora h , se calcula sumando las cantidades medias horarias consumidas por nodo y Entidad Responsable de Carga correspondientes:

$$PmCDMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} \sum_{n \in NZ(z)} PmCDM_{f,n,h}^{ME}; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 188)

- (e) El consumo horario de los Centros de Carga Indirectamente Modelados que representa una Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a una Cuenta de Orden s , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$, se calcula en términos del Manual de Medición para Liquidaciones; en este proceso se asegura que el consumo se mide, se estime o se deduce de forma separada de la generación de una Central Eléctrica Indirectamente Modelada que represente a una Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a una Cuenta de Orden s , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$, a fin de liquidar la generación y el consumo Indirectamente Modelada por separado, sin neteo. La cantidad media horaria de consumo y generación Indirectamente Modelada en cada Zona de Carga, correspondiente a cada Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga, se calcula a partir de: las mediciones y estimaciones del consumo, y los factores de pérdidas técnicas reconocidas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía y, mientras permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se asignan a los Centros de Carga en la zona de distribución donde ocurren. Los detalles del cálculo se establecen en el Manual de Medición para Liquidaciones, de tal manera que $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ ya incluye las pérdidas de distribución aplicables.
- (f) La cantidad de energía media horaria de consumo y generación Indirectamente Modelada para cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Zona de Carga Z , en la hora h , se calcula sumando las cantidades correspondientes a las Cuentas de Orden de la Entidad Responsable de Carga:

$$PmCIM_{f,z,h}^{ME} = \sum_{s \in S(f)} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}; \forall f \in ERC, z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 189)

$$PmGIM_{f,z,h}^{ME} = \sum_{s \in S(f)} PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}; \forall f \in G \cup ERC, z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 190)

- g) La cantidad de energía media horaria de los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga z , en la hora h , se calcula sumando las cantidades medias horarias consumidas por las Entidades Responsable de Carga correspondientes:

$$PmCIMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} PmCIM_{f,z,h}^{ME} ; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 1291)

- (h) Mediante el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017, la Comisión Reguladora de Energía estableció que el costo de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas en cada zona de distribución y tensión se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la misma zona de distribución y tensión. Por lo tanto, siempre y cuando permanezca vigente dicha regulación, no se realizará un ajuste generalizado para asignar el costo de pérdidas no-técnicas de distribución a todos los Centros de Carga Directamente o Indirectamente Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional. Mientras permanezca vigente esta regulación, las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada $Pnt_{z,h}$, el factor de distribución de las pérdidas no técnicas de distribución $FDPnt_h$ y el precio de las pérdidas no técnicas de distribución (total y componente de congestión) $PrEnePnt_h$ y $PrCngPnt_h$ tendrán valor de cero.
- (i) El factor de distribución y el precio (total y componente de congestión) de las pérdidas no técnicas reconocidas de distribución por de la cantidad media del consumo en cada hora h es:

$$FDPnt_h = \frac{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h}}{\sum_{z \in Z} PmCDMZ_{z,h}^{ME} + \sum_{z \in Z} PmCIMZ_{z,h}^{ME}} ; h \in H(D)$$

(Ec. 192)

$$PrEnePnt_h = \frac{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZene_{z,h}^{TR}}{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h}} \quad PrCngPnt_h = \frac{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZcng_{z,h}^{TR}}{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h}} ; h \in H(D)$$

(Ec. 193)

Los anteriores tendrán valor de cero mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada.

- (j) El cargo o pago horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden s , en cada nodo n , en la hora h , por el incremento en el consumo de energía (si el incremento o el precio es negativo el cargo puede convertirse en un pago) de sus Centros de Carga Directamente Modelados respecto a la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto en ese mismo nodo son:

$$CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{n,h}^{TR} \left[PmCDMS_{f,s,n,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrEne_{n,h}^{TR}} \right) - PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} \right] \};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 194)

$$PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{n,h}^{TR} \left[PmCDMS_{f,s,n,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrEne_{n,h}^{TR}} \right) - PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} \right] \};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 195)

- (k) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden s , en cada nodo n , en el día D , por el incremento del consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 196)

$$PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 197)

- (l) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden S , en el día D , por el incremento del consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes a cada nodo:

$$CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} CaDiEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 198)

B0202 Cargo por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

$$PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} PaDiEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 199)

B0202 Pago por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

- (m) El cargo o pago horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , en la hora h , por el incremento en el consumo (si el incremento o precio es negativo el cargo puede convertirse en un pago) de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados son:

$$CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, PrZEne_{z,h}^{TR} \left[PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrZEne_{z,h}^{TR}} \right) - PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \right] \right\};$$

$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$

(Ec. 130)

$$PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, -PrZEne_{z,h}^{TR} \left[PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrZEne_{z,h}^{TR}} \right) - PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \right] \right\};$$

$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$

(Ec. 1310)

- (n) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , por el incremento en el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados son:

$$CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 1321)

$$PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 202)

- (o) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , por el incremento en el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados son:

$$CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in Z} CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 203)

B0203 Cargo por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

$$PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in Z} PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 204)

B0203 Pago por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

En donde:

| | |
|---|--|
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| N | Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado. |
| $NZ(z)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z . |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| SM | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| UC | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| Z | Conjunto de zonas de carga en el sistema. |
| $CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR}$ | Cargo diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$. |
| $PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR}$ | Pago diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$. |
| $CaDiEneCIM_{f,s,z,n,D}^{TR}$ | Cargo diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la zona de carga z . Expresado en \$. |
| $PaDiEneCIM_{f,s,z,n,D}^{TR}$ | Pago diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la zona de carga z . Expresado en \$. |
| $CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR}$ | Cargo total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, respecto a la compra de energía en el MDA. Expresado en \$. |
| $PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR}$ | Pago total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, respecto a la compra de energía en el MDA. Expresado en \$. |
| $CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR}$ | Cargo total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$. |
| $PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR}$ | Pago total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$. |

| | |
|---|--|
| $CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR}$ | Cargo horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$. |
| $PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR}$ | Pago horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$. |
| $CaHrEneCIM_{f,s,n,h}^{TR}$ | Cargo horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en nodo n . Expresado en \$. |
| $PaHrEneCIM_{f,s,n,h}^{TR}$ | Pago horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en nodo n . Expresado en \$. |
| $FDPnt_h$ | Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora h , entre los consumidores asociados a Centros de Carga Directamente e Indirectamente Modelados en la hora considerada. Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Cantidad adimensional. |
| $n(i)$ | Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i . |
| $PmCDM_{f,n,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh . |
| $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh . |
| $PmCDMZ_{z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media diaria del consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados en la Zona de Carga z , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh . |
| $PmCIM_{f,z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria del consumo medido en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |

| | |
|---|---|
| $PmGIM_{f,z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria de la generación medida en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}$ | Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas a la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCIMS_{f,s,z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, correspondiente a la Cuenta de Orden s , de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCIMZ_{z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, en la zona de carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$ | Cantidad de energía media horaria generada por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, que está asociada a la Cuenta de Orden s , en la zona de carga z , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $Pnt_{z,h}$ | Pérdidas NO técnicas aprobadas para cada Zona de Carga z , durante la hora h , a asignarse de forma generalizada a las Entidades Responsables de Carga. Mientras permanezca vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, tendrá valor de cero porque las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico legalmente en la zona de distribución y tensión donde ocurran las pérdidas no-técnicas. Expresado en MWh . |
| $PrEne_{n,h}^{TR}$ | Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrCngPnt_h$ | Componente de Congestión Marginal del precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h . Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrEnePnt_h$ | Precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h . Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Expresado en $\$/MWh$. |
| $PrZCng_{z,h}^{TR}$ | Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |

| | |
|---------------------|--|
| $PrZEne_{z,h}^{TR}$ | Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$. |
| $z(n)$ | Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado n . |

5.1.4 Cargos y pagos por el incremento de la Exportación de Energía Respecto a la Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada interconexión internacional con sistemas externos tiene asociado un nodo donde se entrega la energía que es exportada. Cualquier Participante del Mercado puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la exportación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales. Entre el momento en que es aceptada una exportación en el Mercado del Día en Adelanto y la operación en el Mercado de Tiempo Real puede haber cambios en las exportaciones programadas en las diversas interconexiones internacionales. Al respecto, aplican los siguientes principios básicos:
- (i) La cantidad de exportación liquidada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será la cantidad de la transacción asignada a un Participante de Mercado en dicho mercado.
 - (ii) La cantidad de exportación efectivamente realizada en el Mercado de Tiempo Real por un Participante del Mercado será la cantidad contenida en etiquetas electrónicas con estado de “implementada”, donde el Participante de Mercado en cuestión es la primera “Entidad de Compra Venta” (PSE por sus siglas en inglés) que tiene título de la energía después de su recepción al CENACE.
 - (iii) La cantidad de exportación a liquidarse en el Mercado de Tiempo Real será la diferencia entre las cantidades a) y b) anteriores.
 - (iv) El flujo físico de energía en las interconexiones internacionales no se utiliza en la liquidación de exportaciones; si existen diferencias entre el flujo físico de energía y las cantidades programadas en etiquetas electrónicas, se considerará energía inadvertida y se liquidará o se compensará directamente entre el CENACE y el operador de sistema correspondiente.
- (b) Cabe señalar que las Reglas del Mercado no permiten el aumento o creación de transacciones de exportación en el Mercado de Tiempo Real, ya que en el Mercado de Tiempo Real no existe la posibilidad de utilizar procesos competitivos para asignar programas de exportación entre los diversos Participantes del Mercado que podrían desear esas transacciones. Para habilitar la asignación de transacciones de exportación después del Mercado de Día en Adelanto Las Bases del Mercado prevén la creación de un Mercado de una Hora en Adelanto, en una segunda etapa que está fuera del alcance de este Manual. Por su parte, las Reglas del Mercado prevén que, en caso de requerir transacciones de exportación en el Mercado de Tiempo Real por motivos de emergencia o riesgos a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, dichas transacciones se programen directamente por el CENACE, sin la intervención comercial de ningún Participante de Mercado. Por lo anterior, el “incremento” de transacciones será negativo (es decir, un decremento) en condiciones normales.
- (c) No obstante, lo anterior, en el presente numeral se considera la posibilidad de aumentos de transacciones de exportación en el Mercado de Tiempo Real, en el entendido de que estos casos solo se podrían presentar ante cambios a las Reglas del Mercado o la emisión de excepciones transitorias por una autoridad competente. También se usarían en caso de que, por error, se implementan etiquetas electrónicas que rebasan la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (d) El cargo y pago horario en cada hora al Participante del Mercado f por el incremento en la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real respecto a la exportación que fue asignada en el Mercado del Día en Adelanto, en la interconexión internacional i , en cada hora h , es el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real en el nodo correspondiente al punto de entrega de energía exportada asociado a la interconexión internacional i , en cada hora h , por el incremento en la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real (en etiquetas electrónicas) respecto a la energía programada para ser exportada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , en la interconexión internacional i , en la hora h :

$$CaHrEneExp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{TR} [PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}] \};$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec.205)

- (i) Si $PrEne_{n(i),h}^{TR} < 0$ o $(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneExp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{TR} [PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}] \};$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec.206)

- (e) El cargo y pago diario por el incremento en la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f en cada interconexión internacional i , en cada día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneExp_{f,i,D}^{MT} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneExp_{f,i,h}^{MT}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec.207)

$$PaDiEneExp_{f,i,D}^{MT} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneExp_{f,i,h}^{MT}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 13308)

- (f) El cargo y pago diario total por los incrementos de energía programada para ser exportada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , en las interconexiones internacionales, que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden S , son la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 209)

B0205 Cargo por: Compra de la energía para exportación en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 210)

B0205 Pago por: Compra de la energía para exportación en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

| | |
|---------------|---|
| C | Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador. |
| $EXP(f)$ | Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| $EXPSC(f, s)$ | Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía. |
| F | Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$. |
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |

| | |
|---|--|
| <i>SM</i> | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador. |
| <i>UC</i> | Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado. |
| <i>CaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}}</i> | Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , por el incremento en la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional <i>i</i> , en el día <i>D</i> , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| <i>PaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}}</i> | Pago diario al Participante del Mercado <i>f</i> , por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional <i>i</i> , en el día <i>D</i> , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| <i>CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR}}</i> | Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , por el incremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$ |
| <i>PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR}}</i> | Pago diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| <i>CaHrEneExp_{f,i,h}^{TR}}</i> | Cargo horario al Participante del Mercado <i>f</i> , por el incremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional <i>i</i> , en la hora <i>h</i> , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| <i>PaHrEneExp_{f,i,h}^{TR}}</i> | Pago horario al Participante del Mercado <i>f</i> , por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional <i>i</i> , en la hora <i>h</i> , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| <i>n(i)</i> | Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión <i>i</i> . |
| <i>PmExp_{f,i,h}^{MA}}</i> | Cantidad de energía media asignada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado <i>f</i> , a través de la interconexión internacional <i>i</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> . |
| <i>PmExp_{f,i,h}^{TR}}</i> | Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) en el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado <i>f</i> , a través de la interconexión internacional <i>i</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> . |
| <i>PrEne_{n,h}^{TR}}</i> | Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo <i>n</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresado en $\$/MWh$. |

5.2 Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real

- 5.2.1** En el Mercado de Tiempo Real, tanto la energía como los Servicios Conexos pueden ser reasignados con respecto a las cantidades programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Además de reasignar la energía y los Servicios Conexos, se obtienen los precios en tiempo real de cada uno de los Servicios Conexos para las mismas zonas de reserva definidas para el Mercado del Día en Adelanto.
- 5.2.2** El ajuste en el pago de los servicios de reserva se calcula con base en los precios medios horarios de los diversos Servicios de Reserva y en las cantidades medias horarias resultantes de la reasignación en el Mercado de Tiempo Real.
- 5.2.3** Las relaciones entre los precios de los servicios de reserva en cada zona siguen cumpliendo la regla general:
- (a) El precio medio horario del servicio de Reserva Rodante y Reserva No Rodante Suplementarias es el mismo.

- (b) El precio medio horario del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio medio horario de los servicios de Reserva Suplementaria.
- (c) El precio medio horario del servicio de Reserva Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio medio horario del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos.
- (d) El precio pagado por el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es igual o mayor al precio pagado por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos.
- (e) Ninguno de estos precios puede tener valor negativo.

5.2.4 Pago y cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) El pago o cargo horario por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrReg_{f,u,h}^{TR} = \max\{0, \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{TR}(CpReg_{f,u,h}^{TR} - CpReg_{f,u,h}^{MA})\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 211)

- (i) Si $(CpReg_{f,u,h}^{TR} - CpReg_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrReg_{f,u,h}^{TR} = \max\{0, - \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{TR}(CpReg_{f,u,h}^{TR} - CpReg_{f,u,h}^{MA})\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 212)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el incremento aumento o disminución en la asignación Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiReg_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrReg_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 134)

$$CaDiReg_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrReg_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 214)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , por el aumento o disminución en la asignación de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotReg_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiReg_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 215)

B0301 Pago por: Venta de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotReg_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiReg_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 216)

B0301 Cargo por: Venta de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|---------------------------|--|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CpReg_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $CpReg_{f,u,h}^{TR}$ | Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiReg_{f,u,D}^{TR}$ | Pago diario por el incremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiReg_{f,u,D}^{TR}$ | Cargo diario por el decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$. |
| $PaDiTotReg_{f,s,D}^{TR}$ | Pago diario total por el incremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$. |
| $CaDiTotReg_{f,s,D}^{TR}$ | Cargo diario total por el decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$. |
| $PaHrReg_{f,u,h}^{TR}$ | Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |

$CaHrReg_{f,u,h}^{TR}$ Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PrReg_{r,h}^{TR}$ Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.5 Pago y Cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Reserva Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago o cargo por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva Rodante de diez minutos, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de la Reserva Rodante de diez minutos asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrRR10_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{TR} (CpRR10_{f,u,h}^{TR} - CpRR10_{f,u,h}^{MA}) \right\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 217)

- (i) Si $(CpRR10_{f,u,h}^{TR} - CpRR10_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrRR10_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{TR} (CpRR10_{f,u,h}^{TR} - CpRR10_{f,u,h}^{MA}) \right\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 218)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el incremento o decremento en la asignación de Reserva Rodante de diez minutos es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiRR10_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRR10_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 219)

$$CaDiRR10_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRR10_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 1350)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por el incremento o decremento en la asignación de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRR10_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec.221)

B0401 Pago por: Venta de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 222)

B0401 Cargo por: Venta de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

| | |
|--|---|
| G | Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas. |
| $H(D)$ | Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas). |
| $N(u)$ | Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía. |
| $R(n)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n . |
| $RU(u)$ | Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$. |
| $S(f)$ | Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f . |
| $U(f)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f . |
| $USC(f, s)$ | Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s . |
| $CpRR10_{f,u,h}^{MA}$ | Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh |
| $CpRR10_{f,u,h}^{TR}$ | Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh . |
| $PaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$ | Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$ | Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR}$ | Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $CaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR}$ | Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |
| $PaHrRR10_{f,u,h}^{TR}$ | Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de reserva rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$. |

(Continúa en la Tercera Sección)