



El infrascrito Secretario de Actas de Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista,

CERTIFICA:

Haber tenido a la vista el Tomo XI, del Libro de Actas de Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, en el cual se encuentra contenida el Acta Número Ochocientos Noventa y tres (893), correspondiente a la sesión ordinaria celebrada el día martes treinta y uno (31) de Agosto de dos mil diez (2010), que en el Punto PRIMERO: "ASPECTOS GENERALES", Numeral tres (3), "INFORME DE INTERCONEXIÓN CON MEXICO Y APROBACIÓN CONVENIOS", en su parte resolutive textualmente dice:

"Junta Directiva luego de conocer el informe presentado por la Administración y de un intercambio de opiniones, por unanimidad **RESUELVE:** I) Aprobar el *Convenio para la Coordinación de la Operación de la Interconexión y la Administración de las Transacciones Comerciales Internacionales entre Guatemala y México (Convenio de Coordinación) y el Convenio Específico para (I) Valorización de Energía de Desbalance y (II) Transacciones de Energía para Asistencia de Emergencia (Convenio Específico)*, cuyo texto fue consensuado con la Comisión Federal de Electricidad de México -CFE-, de la siguiente forma:

CONVENIO PARA LA COORDINACION DE LA OPERACIÓN DE LA INTERCONEXION Y LA ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES INTERNACIONALES ENTRE GUATEMALA Y MEXICO (CONVENIO DE COORDINACION) QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE), REPRESENTADA POR EL INGENIERO GUSTAVO A. SALVADOR TORRES, EN SU CALIDAD DE REPRESENTANTE LEGAL, Y POR LA OTRA PARTE, EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM), REPRESENTADA POR EL INGENIERO FERNANDO MONTENEGRO CASTILLO, EN SU CALIDAD DE PRESIDENTE DE JUNTA DIRECTIVA Y POR EL LICENCIADO ROLANDO ARTURO PORTILLO QUIJADA, MANDATARIO GENERAL JUDICIAL ADMINISTRATIVO CON REPRESENTACION DE DICHA ENTIDAD (designadas conjunta o

individualmente las "PARTES" y la "PARTE") AL TENOR DE LAS SIGUIENTES DECLARACIONES.

DECLARACIONES

I. La **Comisión Federal de Electricidad** a través del titular del Centro Nacional de Control de Energía como Operador del Sistema Eléctrico Nacional de México declara que:

Su Representante, el Ingeniero Gustavo A. Salvador Torres es Subdirector del CENACE y cuenta con todas las facultades necesarias para comparecer a la celebración del presente **Convenio de Coordinación**, según consta en la Escritura Pública 30742 de fecha 29 de Enero de 2003, pasada ante la fe del Sr Lic. Conrado Zuckermann Ponce, Notario Público No. 105 de la Ciudad de México D.F.

II. El **Administrador del Mercado Mayorista -AMM-**, como operador del **Sistema Eléctrico y del Mercado de Guatemala**, declara a través de sus representantes que:

El Ingeniero Fernando Montenegro Castillo, es Presidente de la Junta Directiva, lo que acredita con certificación del punto de acta de la sesión celebrada el diecinueve (19) de julio de dos mil diez (2010), mediante la cual se hace constar su nombramiento como tal y de conformidad con el artículo veinticuatro (24) del Acuerdo Gubernativo número doscientos noventa y nueve guión noventa y ocho (299-98) y sus reformas, se le asigna la representación legal del Administrador del Mercado Mayorista; y que el Licenciado Rolando Arturo Portillo Quijada, actúa en calidad de Mandatario General Judicial y Administrativo con representación del Administrador del Mercado Mayorista, calidad que acredita con la fotocopia simple del Testimonio de la Escritura Pública número cuarenta y cinco (45), autorizada en esta ciudad el diecinueve (19) de noviembre del dos mil dos (2002), por el notario José Miguel de la Vega Izeppi, el cual se encuentra debidamente inscrito en la Dirección del Archivo General de Protocolos, Registro de Poderes, con el número setecientos cincuenta y dos mil ciento ochenta y siete, de fecha diez (10) de septiembre del dos mil tres (2003) y por delegación expresa de Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con lo establecido en el Acta Número ochocientos ochenta y dos (882), de la sesión celebrada por Junta Directiva el trece (13) de



julio de dos mil diez; quienes cuentan con facultades suficientes para comparecer en este acto.

III. Ambas **Partes** declaran que:

Considerando que **CFE** y **AMM** han celebrado un **Convenio Maestro**, el **2 de junio de 2003**, para la Coordinación de la Operación de la Interconexión y la Administración de las **Transacciones** Internacionales entre el **Sistema Eléctrico** de **CFE**, y el **Sistema Eléctrico** de **Guatemala**, se establece al amparo del mismo este **Convenio de Coordinación**. Las cláusulas, declaraciones y definiciones establecidas en el **Convenio Maestro** se dan por reproducidas y válidas en este **Convenio de Coordinación**. Conforme a las mismas, las Partes son también designadas, en este **Convenio de Coordinación**, como los OS&M.

IV. EL ____ de _____ del 2010 CFE y AMM firmaron el Convenio Específico para (i) Valorización de Energía de Desbalance y (ii) Transacciones de energía para Asistencia de Emergencia, con el objeto de establecer los términos y condiciones de acuerdo con las cuales las Partes podrán valorizar las desviaciones del predespacho, la energía para Asistencia de Emergencia y las desviaciones del programa de Asistencia de Emergencia, para su liquidación.

1. OBJETO

1.1 El objeto de este **Convenio de Coordinación** es establecer los siguientes procedimientos operativos con las finalidades que se estipulan para la coordinación de la operación de la interconexión México-Guatemala y la administración de las **Transacciones**.

- a) Programación de Transacciones: Para determinar el programa diario horario de Transacciones y flujo en la Interconexión, considerando el intercambio de información entre las partes, plazos, tipo de transacciones y evaluación de la factibilidad de las Transacciones.

- b) Coordinación de la Operación en tiempo real: Para establecer supuestos, criterios y lineamientos que se aplicarán tanto en la operación normal como condiciones de Emergencia.
- c) Sistemas de Comunicación: Para establecer los medios de comunicación de voz y transmisión de datos.
- d) Sistema de Medición Comercial: Para establecer las características de los componentes del sistema de medición considerando la precisión y exactitud de los medidores; medición principal y de respaldo; pruebas, calibración y mantenimiento; criterios de medición alterna y ajustes y conservación y consulta de registros.
- e) Conciliación y Liquidación de las Transacciones: Para establecer los plazos y actividades para la conciliación y liquidación, considerando el intercambio de información comercial y económica (cantidades, precios y plazos); calendario de actividades para la conciliación; criterios para el tratamiento de desviaciones con respecto a la programación; Documento de conciliación Transacciones Internacionales (DCTI); facturación, cobros y pagos.

2. VIGENCIA

Este **Convenio de Coordinación** entrará en vigencia a partir de la fecha de suscripción hasta el 30 de abril del 2011 y puede ser modificado por acuerdo entre las partes de conformidad con lo establecido en el numeral 10 de este Convenio. Al término de su vigencia, el mismo se tendrá por prorrogado, automáticamente, por periodos anuales, contados a partir del día siguiente de la fecha de su vencimiento. Cualquiera de la partes podrá dar por terminado el presente convenio mediante aviso escrito comunicado a la otra parte, con un mínimo de 6 meses de anticipación a la fecha de su vencimiento, que es el 30 de abril de cada año.

3. GLOSARIO

Para los efectos de una mejor comprensión de la terminología empleada en este **Convenio de Coordinación**, se adiciona el siguiente GLOSARIO de



términos y acrónimos, a las definiciones contenidas en la cláusula segunda del **Convenio Maestro**:

Bias de Frecuencia o Bias: Es la característica de la respuesta natural del sistema eléctrico ante variaciones de frecuencia.

Contratos Firmes: Son aquellos que establecen prioridad de suministro hacia la parte compradora y deben tener asignados derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro, de conformidad con lo establecido en este **Convenio de Coordinación**. El Contrato Firme solo es interrumpible parcial o totalmente si existe alguna circunstancia de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio en el sistema exportador, debidamente justificada. Cada OS&M deberá verificar que un Contrato Firme cumple con todos los requerimientos de su marco regulatorio para garantizar el uso de la capacidad de transmisión y la entrega de la potencia comprometida a la parte compradora; asimismo, deberá tener como mínimo el plazo equivalente a un año estacional (1 mayo al 30 de abril).

Contratos No Firmes: Son aquellos que no establecen prioridad de suministro hacia la parte compradora, y que serán respetados durante el despacho en tiempo real, excepto en condición de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio en el sistema exportador, debidamente justificada. Estos no requieren derechos de transmisión ni plazo mínimo.

CCSD: Criterios de Calidad y Seguridad y Desempeño (Guatemala)

CECSSEN: Criterios y Estándares de Confiabilidad y Seguridad del SEN (México)

DCTI: Documento de Conciliación de **Transacciones** Internacionales

Interconexión: Interconexión México-Guatemala la cual está conformada por las instalaciones desde la subestación de Tapachula Potencia 400 kV hasta la subestación los Brillantes 400 kV.

Intervalo de Mercado: Período en el que se divide el día para las transacciones y cálculo de precios en cada sistema. El intervalo de mercado se establece en 1 hora.

Predespacho: Programa determinado por los OS&M, que establece los intercambios de energía y potencia a realizar a través de la interconexión, con base en las **Transacciones** pactadas libremente por **Agentes** de ambos sistemas y declaradas a su respectivo **OS&M**. Estos comprenden transferencias netas de energía a potencia constante en cada **Intervalo de Mercado**.

Protocolo para la Coordinación Operativa de la Interconexión México – Guatemala o Protocolo de Operación: Son documentos en donde se

establecen las acciones específicas y de detalle para la Coordinación en la Operación de la Interconexión.

Redespacho: Consiste en la actualización de los intercambios programados cuando se presente alguna circunstancia de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio en uno o en los dos sistemas.

SER: Sistema Eléctrico Regional de América Central

Tie Line Bias: Control de intercambio neto y de frecuencia.

Transacciones Contractuales: corresponden a **Transacciones** de energía solo válidas para la Interconexión México-Guatemala, estas **Transacciones** contractuales se clasifican en dos tipos: **Contratos Firmes** y **Contratos No Firmes**.

Transacciones de Oportunidad: corresponden a **Transacciones** de corto plazo que se basan en ofertas diarias de oportunidad a través de la interconexión, para cada periodo o **Intervalo de Mercado**. Una oferta de oportunidad tendrá como límite máximo la capacidad de transmisión entre ambos sistemas.

4. PROGRAMACIÓN DE TRANSACCIONES Y SUS MODIFICACIONES

4.1 PREDESPACHO PARA LA INTERCONEXIÓN

El **Pre despacho** incluye todos los intercambios que se realizan a través de la interconexión, con base en las **Transacciones** que son pactadas y declaradas libremente por **Agentes** de ambos sistemas a su respectivo **OS&M**. Estas **Transacciones** resultan en transferencias netas de energía a potencia constante en cada **Intervalo de Mercado**. Como resultado del **Pre despacho** y tomando en cuenta las inyecciones y retiros de energía declaradas por los **Agentes**, los **OS&M** deberán determinar el flujo neto resultante en el nodo frontera.

Las declaraciones de ofertas de oportunidad y de compromisos contractuales presentadas por los **Agentes** a cada **OS&M** deberán ser presentadas diariamente para el período de 24 horas del día siguiente. La declaración deberá contener la potencia horaria de la transacción en la interconexión y se podrá informar para un período que incluye varios días.

4.1.1 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN



Cada día, los **OS&M** deberán intercambiar la información necesaria para validar las ofertas presentadas por los **Agentes** a sus respectivos **OS&M** e incorporar en su programación las **Transacciones** resultantes de los mercados de oportunidad y de contratos.

La Información a intercambiar a su contraparte se refiere a cada uno de los períodos de mercado del día siguiente, el tipo de transacción, cantidad de energía y el nodo de intercambio.

Los **OS&M** definirán los formatos y medios para el intercambio de información relacionada con la coordinación del **Pre despacho**. Si un **OS&M** requiere efectuar una modificación a dichos formatos, lo informará a su contraparte con al menos treinta (30) días de anticipación.

Los nodos para las **Transacciones** entre Guatemala y México serán Los Brillantes 400 kV y Tapachula Potencia 400 kV.

4.1.2 PERDIDAS DE TRANSMISION

Para determinar el flujo neto en el nodo frontera se deberán determinar las pérdidas de energía en la línea de transmisión.

Las pérdidas de transmisión que se produzcan en la interconexión serán aplicadas según el flujo neto que surja de la agregación de todas las transacciones.

Para calcular el porcentaje de pérdidas de la interconexión, los **OS&M** desarrollarán conjuntamente el método a ser aplicado, en base a estudios de flujo de carga para distintos niveles de transferencia de energía activa y reactiva a través de la línea de interconexión.

4.2 REDESPACHO PARA LA INTERCONEXION

Cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el **Pre despacho**, los **OS&M** deberán realizar un **Redespacho** y actualizar las **Transacciones** programadas.

El **Redespacho** consistirá en la actualización de las **Transacciones** programadas cuando se presenten o se prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el **Pre despacho**.

El **Redespacho** se efectuará con las mismas ofertas y reglas del **Pre despacho** respectivo.

La solicitud de un **Redespacho** se justifica si existe alguna circunstancia de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio en cualquiera de los dos sistemas.

Un **Redespacho** podrá solicitarse con al menos tres (3) horas de anticipación de su entrada en vigencia, contadas a partir del **Intervalo de Mercado** siguiente al que se recibe la solicitud.

4.2.1 ACUERDO DE UN REDESPACHO

Los **OS&M** deberán acordar el **Redespacho**, justificando los motivos de la solicitud, actualizando la restricción que le impide cumplir con las **Transacciones** programadas.

Una vez acordado el **Redespacho**, los **OS&M** deberán hacerlo del conocimiento de los **Agentes** de sus respectivos sistemas.

Mientras los **OS&M** no hayan acordado el **Redespacho** final, se mantendrá el **Pre despacho** o **Redespacho** vigente. Una vez acordado el **Redespacho**, quedara como **Redespacho** definitivo.

4.3 TIPOS DE TRANSACCIONES

Las **Transacciones** de energía para el **Pre despacho** se realizan en un **Intervalo de Mercado**, y pueden ser de dos tipos: **Transacciones** Contractuales y **Transacciones** de Oportunidad.

4.3.1 TRANSACCIONES CONTRACTUALES

Las **Transacciones** Contractuales corresponden a **Transacciones** de energía mediante dos tipos de compromisos contractuales que, dependiendo de la firmeza de entrega de la energía comprometida, comprenden: Contratos Firmes y Contratos No Firmes.

Una vez aceptada y confirmada una transacción de contrato por ambos **OS&M**, aplicando lo estipulado en este convenio y la normativa que corresponda en cada país, ésta se considerará una transferencia de cumplimiento obligatorio,



solo podrá ser alterada por un **Redespacho**, conforme a lo indicado en las secciones correspondiente a Contratos Firmes y Contratos No Firmes descritas a continuación.

4.3.1.1 CONTRATOS FIRMES

Los Contratos Firmes son aquellos que establecen prioridad de suministro hacia la parte compradora y deben tener asignados derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro, de conformidad con lo establecido en este **Convenio de Coordinación**. El Contrato Firme solo es interrumpible parcial o totalmente si existe alguna circunstancia de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio en el sistema exportador (CECSSEN para México), debidamente justificada. Cada **OS&M** deberá verificar que un Contrato Firme cumple con todos los requerimientos de su marco regulatorio para garantizar el uso de la capacidad de transmisión y la entrega de la potencia comprometida a la parte compradora; asimismo, deberá tener como mínimo el plazo equivalente a un año estacional (1 mayo al 30 de abril).

4.3.1.2 CONTRATOS NO FIRMES

Los Contratos No Firmes son aquellos que no establecen prioridad de suministro hacia la parte compradora, y que serán respetados durante el despacho en tiempo real, excepto en condición de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio en el sistema exportador (CECSSEN para México), debidamente justificada. Estos no requieren derechos de transmisión ni plazo mínimo.

4.3.1.3 INFORMACION Y VALIDACION DE CONTRATOS

Los **Agentes** que sean parte de un contrato deberán suministrar a su **OS&M** la siguiente información:

- a) Identificación del agente comprador y vendedor que suministra la información;
- b) Tipo de contrato;

c) Para cada período de mercado, la energía declarada del compromiso contractual en los nodos de compra y venta, así como el precio correspondiente.

Un compromiso contractual será considerado válido, para los efectos de este **Convenio de Coordinación**, si se cumplen los siguientes requisitos:

a) El **Agente** comprador suministra a su **OS&M** la información del compromiso contractual de compra y el **Agente** vendedor suministra a su **OS&M** la misma información correspondiente al compromiso contractual de venta;

b) El **OS&M** del **Agente** comprador y el **OS&M** del **Agente** vendedor intercambian en los plazos, forma y medios establecidos, la información de los compromisos contractuales para cada período de mercado, incluidas las aclaraciones y ajustes que correspondan;

c) Para cada **Intervalo de Mercado**, el tipo de contrato y la energía informada por el **Agente** comprador debe coincidir con el tipo de contrato y la energía informada por el **Agente** vendedor en los nodos de inyección y retiro;

d) Para Contratos Firmes, para cada **Intervalo de Mercado**, la cantidad de energía ofertada de exportación por el **Agente** vendedor debe ser como mínimo igual a la energía comprometida en el contrato; y

e) Para los Contratos Firmes, la información suministrada por las partes debe ser compatible con la información del contrato declarada en las planillas correspondientes.

Cada **OS&M** informará a sus **Agentes** las ofertas o compromisos contractuales rechazados por no cumplir los requisitos anteriores, indicando el motivo.

4.3.2 TRANSACCIONES DE OPORTUNIDAD

Las **Transacciones** de Oportunidad corresponden a **Transacciones** de corto plazo que se basan en ofertas diarias de oportunidad a través de la interconexión, para cada **Intervalo de Mercado**. Una oferta de oportunidad tendrá como límite máximo la capacidad de transmisión entre ambos sistemas.

4.3.2.1 INFORMACION Y VALIDACION DE OFERTAS DE OPORTUNIDAD



Para cada **Intervalo de Mercado**, cada **OS&M** informará al otro las ofertas de oportunidad.

Para las ofertas de oportunidad deberá considerarse lo siguiente:

- a) Para cada oferta, Identificación del **Agente** comprador y vendedor que suministra la información;
- b) El precio de la oferta, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual el **Agente** que efectúa la importación está dispuesto a vender la energía ofertada;
- c) Las ofertas de oportunidad serán evaluadas por cada **OS&M** y, de resultar despachadas económicamente, serán confirmadas con el **OS&M** del otro país, para ser incluidas en el **Pre despacho**.

4.3.2.2 VALIDACION DE OFERTAS DE OPORTUNIDAD

Las ofertas de oportunidad serán válidas, para los efectos de este **Convenio de Coordinación**, en los siguientes casos:

- a) Cuando las ofertas sean enviadas por el **OS&M** respectivo dentro de los horarios establecidos;
- b) Cuando el **OS&M** del **Agente** comprador y el **OS&M** del **Agente** vendedor intercambien en los plazos, forma y medios establecidos, la información de las ofertas de oportunidad para cada período de mercado, incluidas las aclaraciones y ajustes que correspondan;
- c) Cuando las ofertas sean enviadas en el formato y medios establecidos oficialmente por ambos **OS&M**;

Estas ofertas de oportunidad deberán presentarse, al igual que la información de los compromisos contractuales, en el formato definido para el efecto por ambos **OS&M**. Si alguno de los **OS&M** requiere modificar este formato, lo informará al otro **OS&M** con al menos treinta (30) días de anticipación.

4.3.3 TRATAMIENTO DE CONGESTIONES

4.3.3.1 Asignación de Capacidad de Transmisión

La Asignación de Capacidad de Transmisión, la realizará cada **OS&M** con las solicitudes recibidas y en base la normativa vigente en cada país y serán aprobadas solo aquellas que ambos **OS&M** aprueben, esta asignación se llevará a cabo de acuerdo al Cronograma de Presentación de ofertas para el programa de despacho sección 4.4 de este **Convenio de Coordinación**. Se deberá respetar la prioridad de los Contratos Firmes con respecto a los No firmes y las Ofertas de Oportunidad.

4.3.3.2 Administración de congestiones en la Interconexión

La administración de congestión se realizará con la metodología establecida en la normativa vigente en cada país; el **OS&M** que reporte la congestión (**OS&M** que modifique el límite en el enlace) notificará al otro **OS&M** y cada **OS&M** notificará a sus respectivos **Agentes** afectados del cambio de dichas transacciones. Estas notificaciones se realizarán en el formato definido para el efecto por ambos **OS&M**. Si alguno de los **OS&M** requiere modificar este formato, lo informará al otro **OS&M** con al menos treinta (30) días de anticipación. Las congestiones notificadas darán lugar a un **Redespacho**, debido a que las restricciones en el enlace solo se pueden realizar por seguridad en los sistemas (condición de emergencia que ponga en riesgo las condiciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio), no por economía. Se deberá respetar la prioridad de los Contratos Firmes con respecto a los No firmes y las Ofertas de Oportunidad

4.4 CRONOGRAMA DE PRESENTACION DE OFERTAS PARA EL PROGRAMA DE DESPACHO (PLAZOS)

Los **OS&M** realizarán el **Predespacho** a nivel nacional, de acuerdo con las reglas vigentes en su país.

Cada **OS&M** deberá realizar el siguiente procedimiento de coordinación del **Predespacho**, ofertas asociadas a contratos y de oportunidad:

- a) Cada **OS&M** comunicará a su contraparte, antes de las 09:00 horas de cada día hábil, los límites de transmisión horarios del siguiente día.
- b) Cada **OS&M** recibirá de su contraparte declaraciones de **Transacciones** contractuales para el día siguiente antes de las 09:30 horas de cada día hábil.



Con relación a las declaraciones de **Transacciones** de oportunidad para el día siguiente, éstas serán recibidas por los **OS&M** antes de las 11:30 horas de cada día. Cada **OS&M** verificará que las **Transacciones** declaradas cuenten con la garantía correspondiente y que no violen sus criterios de calidad y seguridad locales ni los establecidos para la interconexión. En caso de existir discrepancias en las **Transacciones** contractuales reportadas, los **OS&M** dispondrán hasta las 10:30 horas para resolver la diferencia y para el caso de transacciones de oportunidad hasta las 12:30 horas. Las **Transacciones** contractuales que no hayan sido resueltas antes del límite indicado serán rechazadas, sin admitir reclamo. Cada **OS&M** deberá informar a sus **Agentes** de las **Transacciones** contractuales invalidadas.

c) Las declaraciones de exportaciones serán evaluadas y priorizadas por el **OS&M** del sistema exportador, de acuerdo a las necesidades resultantes de su despacho para satisfacer la demanda local y la asociada a contratos firmes de exportación, según sus procedimientos internos.

d) Las ofertas de exportación que presente un **OS&M** a su contraparte, serán luego evaluadas por el **OS&M** del sistema importador para determinar si son factibles de incluir en el **Pre despacho**.

e) En caso de existir congestión dentro del sistema importador, el **OS&M** correspondiente utilizará los criterios indicados en el apartado "TRATAMIENTO DE CONGESTIONES" del presente capítulo y sus procedimientos internos para el manejo de la misma.

f) Cada **OS&M** realizará, antes de las 12:30 horas de cada día, el **Pre despacho** preliminar, para los períodos de mercado del día siguiente;

g) Cada **OS&M** acordará con su contraparte, antes de las 16:00 horas de cada día, el **Pre despacho** definitivo para el día siguiente.

Para los días no laborables lo anterior deberá llevarse a cabo el día hábil inmediato anterior hasta que CFE informe de manera oficial que está en condiciones de coordinar estas actividades diariamente. Los **OS&M** acordarán el calendario de los días no laborables del año.

4.5 EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD DE LAS TRANSACCIONES (SEGURIDAD OPERATIVA)

Los **OS&M** deberán efectuar una validación técnica del **Predespacho**, para verificar que el mismo sea factible, para lo cual utilizarán las herramientas y criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa de sus respectivos sistemas. De existir alguna restricción, se recomendará efectuar ajustes por razones técnicas al **Predespacho**.

Si por razones de tiempo, los ajustes anteriores no se incluyen en el **Predespacho**, los mismos se aplicarán como un **Redespacho**.

4.6 VALIDACION DE GARANTIAS DEL PREDESPACHO

Como parte del proceso de coordinación del **Predespacho**, los **OS&M** deberán verificar que los valores disponibles de las garantías constituidas por los **Agentes** para cubrir sus obligaciones de pago, cumplan con lo dispuesto para el efecto en la normativa vigente en cada país.

4.7 PUBLICACION DEL PREDESPACHO

Cada **OS&M** hará pública en su respectivo país, conforme los plazos definidos en el apartado "CRONOGRAMA DE PRESENTACION DE OFERTAS PARA EL PROGRAMA DE DESPACHO" del presente capítulo, la información relativa a las **Transacciones** por contrato y de oportunidad que hayan resultado programadas.

5 OPERACION EN TIEMPO REAL

5.1 GENERALIDADES

Los **OS&M** son responsables de la operación en tiempo real de la interconexión y tendrán como prioridad mantener los niveles de calidad, seguridad y desempeño (para México, los niveles de confiabilidad y seguridad operativa), de sus respectivos sistemas. Un **OS&M** podrá brindar asistencia al otro sistema cuando éste se encuentre en **Emergencia**, siempre y cuando no pongan en riesgo su propio sistema.

5.2 COMUNICACIÓN OPERATIVA



Cualquier comunicación operativa entre el personal de ambos **OS&M** deberá contener en forma explícita, el nombre y apellido del emisor y del **Receptor**, la identificación de la instalación en cuestión y el motivo o causa que la origina.

Las comunicaciones operativas para la coordinación de maniobras en la línea de interconexión deberán ser realizadas de forma pausada y clara, debiendo las mismas quedar registradas en las bitácoras y equipos de grabación de ambos **OS&M**. En casos de urgencia, las anotaciones en la bitácora se podrán efectuar a posteriori, respetando los conceptos de la conversación e indicando la hora, el lugar y los funcionarios de cada **OS&M** involucrados.

Ante la ocurrencia en un sistema de cualquier evento que implique modificar las inyecciones o retiros programados, el **OS&M** de dicho sistema deberá comunicar lo correspondiente a su contraparte en el menor tiempo posible.

5.3 CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO (GUATEMALA), CRITERIOS Y ESTÁNDARES DE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL SEN (MÉXICO).

5.3.1 CRITERIOS DE CALIDAD

Los criterios de calidad son requisitos técnicos mínimos de voltaje y frecuencia, con los que se deben operar los sistemas eléctricos en condiciones normales de operación. El objetivo de estos criterios es asegurar que la energía eléctrica suministrada sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales de acuerdo con los estándares internacionales.

5.3.1.1 VOLTAJE

En condición de Operación Normal, los **OS&M** deberán mantener, durante la operación, un nivel de tensión en los nodos de la interconexión, dentro de un rango de $\pm 5\%$ del valor nominal.

En condición de **Emergencia**, los **OS&M** tendrán como objetivo mantener el valor de la tensión en los nodos de la interconexión, dentro de una banda de $\pm 10\%$ del valor nominal.

5.3.1.2 FRECUENCIA

La frecuencia nominal del **Sistema Eléctrico** interconectado es 60 Hz.

En Condición de Operación Normal y en Condición de Emergencia, los **OS&M** deberán tener como objetivo mantener la frecuencia dentro de los rangos correspondientes según su propia regulación.

5.3.2 CRITERIOS DE SEGURIDAD

Los criterios de seguridad son requisitos técnicos mínimos con los que se deben operar los sistemas eléctricos de ambos países con el objetivo de mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

El flujo en la interconexión no deberá exceder la capacidad de transferencia máxima que determinen los **OS&M** mediante estudios técnicos.

Cada sistema deberá ser operado de tal forma que se mantenga su confiabilidad y la de la interconexión de acuerdo a los criterios de calidad, seguridad y desempeño vigentes. Cada **OS&M** tendrá la responsabilidad de tomar las acciones correctivas apropiadas para eliminar en el menor tiempo posible cualquier operación anormal que represente un riesgo potencial para la seguridad de la operación interconectada de ambos sistemas.

Cada **OS&M** deberá operar su sistema de tal forma que toda maniobra o prueba sobre sus instalaciones no comprometa la calidad y seguridad de ambos sistemas interconectados.

Cada **OS&M** será responsable de coordinar y requerir los ajustes de las protecciones para aislar fallas dentro de su respectivo sistema y evitar que se propaguen a las instalaciones del otro. También deberá considerarse la instalación, calibración y coordinación de los elementos de control necesarios, tales como estabilizadores de potencia para minimizar los problemas causados por la dinámica de los sistemas, en condiciones normales y/o de contingencia.

Cada **OS&M** deberá utilizar o requerir a sus **Agentes** todas las medidas y recursos necesarios para reducir al mínimo la posibilidad de que se presenten problemas de inestabilidad angular, separación incontrolada del resto del sistema interconectado, fallas en cascada o colapso de voltaje, de acuerdo a su propia normativa. Este requerimiento deberá cumplirse aún en casos de indisponibilidad programada de equipos o condiciones de carga no previstas.



El **OS&M** que programe una prueba de disparo de generación deberá realizarla con todas las previsiones del caso para minimizar el impacto de la misma sobre la operación interconectada.

Los **OS&M** coordinarán los estudios necesarios para determinar los requerimientos de los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia, bajo voltaje y esquemas de control suplementario (ECS), con el objeto de que ambos sistemas operen de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad vigentes. Dichos estudios deberán ser realizados con la periodicidad que los **OS&M** acuerden.

Cada **OS&M** informará a su contraparte sobre cualquier condición de **Emergencia** y velará por el cumplimiento de los **Procedimientos Operativos** acordados entre **OS&M**.

5.3.2.1 AJUSTE DE PROTECCIONES DE UNIDADES GENERADORAS

Las unidades generadoras deben permanecer conectadas y en sincronismo, ante la ocurrencia de eventos que resulten en las siguientes condiciones:

- a) Rangos de frecuencia en Hz
 - a.1 - 59.6 - 60.2 por tiempo indefinido
 - a.2 - 59.0 - 61.0 por 90 segundos
 Para frecuencias mayores a 61 Hz y menores a 59 Hz lo que determinen la Normativa de cada País.
- b) Tensión reducida en barra de alta: Lo que aplique por la reglamentación y características eléctricas de cada Sistema Eléctrico.

5.3.2.2 ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA (EDACBF)

Los esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia deberán ser coordinados entre ambos sistemas.

Los grupos técnicos de seguridad operativa de los **OS&M** determinarán la periodicidad con la que se deben establecer los requerimientos del esquema de Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia.

Los estudios de actualización del EDACBF que se lleven a cabo deberán permitir que sea coordinado con los siguientes esquemas:

- Sistemas de protección y control de los generadores
- De desconexión de cargas por baja tensión
- Programas regionales y nacionales de reposición o restauración del servicio de suministro
- Sistemas de control y protección de transmisión.

5.3.2.3 ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA TENSIÓN

Los esquemas de desconexión de cargas por baja tensión deberán ser coordinados entre ambos sistemas.

A partir de la interconexión la coordinación deberá establecerse entre ambos sistemas interconectados, siendo los valores a adoptar los resultantes de los estudios correspondientes.

El esquema coordinado deberá tomar en cuenta los siguientes aspectos:

a) Estará organizado en un esquema de múltiples etapas y serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios que se realicen para el efecto.

b) Todos los programas de desconexión de cargas por baja tensión estarán coordinados con:

- Los sistemas de control y protección de los generadores
- Los programas de desconexión de cargas por baja frecuencia
- Los programas regionales de restauración de suministro
- Los programas y sistemas de control y protección del sistema de transmisión.

c) El esquema operativo deberá indicar:

- Localización y valor de la carga a desconectar
- Umbral de tensión de disparo
- Umbral de operación de los equipos de compensación reactiva.
- Número de etapas del programa.

- Tipos de relevadores y tiempos de retardo.
- Tiempo de operación de los interruptores de potencia

5.3.2.4 ESQUEMAS DE DISPARO DE INTERCONEXIÓN

Cuando ocurra una **Emergencia** operativa, la primera consideración será mantener la operación de la línea de Interconexión para poder ayudar lo más posible al sistema con problemas.

Cada **OS&M** tomará la acción que corresponda para superar cualquier condición anormal que ponga en riesgo la operación confiable del **Sistema Eléctrico** interconectado.

El **OS&M** que experimenta la **Emergencia** de capacidad debe en el menor plazo posible equilibrar su generación con su demanda, para evitar el uso prolongado de la ayuda que está siendo suministrada por la línea de Interconexión. El uso de reserva implícita en la reducción de frecuencia es permitido solo durante el transcurso de la **Emergencia**.

Cada **OS&M** deberá realizar las acciones necesarias para permitir la corrección de su Error de Control de Área.

Si un **OS&M** determina que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su sistema, podrá tomar las acciones que considere necesarias para la protección del mismo.

5.3.2.5 ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO

Los esquemas de control suplementario deberán ser coordinados entre ambos sistemas para el momento del inicio de operación de la interconexión. Para el efecto se deberán realizar los estudios respectivos, los cuales tomarán en cuenta los siguientes aspectos:

a) Un sistema de protección especial está diseñado para detectar condiciones anormales de operación del sistema y tomar acción correctiva previamente planificada, adicional a la desconexión y aislamiento del elemento con falla. De esta manera se logran condiciones de operación aceptables. Estos sistemas especiales de protección, incluyen entre otras acciones, cambios en la demanda (desconexión de cargas), en la generación, o en la configuración del sistema para mantener estabilidad, perfiles de tensión o valores aceptables de

carga para los equipos. En virtud de la importancia de su acción, estos sistemas deben asegurar una alta confiabilidad en su operación.

b) Estos sistemas deben cumplir con las siguientes especificaciones:

- La falla de un componente simple no debe impedir su operación cuando la misma es necesaria
- Una operación indebida o incorrecta de un sistema de protección especial, por su sola acción, no debe impedir que se cumplan los criterios de diseño, correspondientes, de los sistemas interconectados.
- Todas las instalaciones de protecciones especiales estarán coordinadas con otros sistemas y esquemas de protección y control.
- Todas las operaciones de sistemas especiales de protección serán analizadas para determinar su correcta actuación y documentadas.

5.3.3 CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Los criterios de desempeño son requisitos técnicos mínimos que se deben cumplir en las áreas de control con el objetivo de mantener el balance carga/generación manteniendo el intercambio programado y a la vez contribuyendo a la regulación de la frecuencia.

5.3.3.1 REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

En razón de que el cambio de potencia que experimenten las unidades conectadas al mismo sistema ante una desviación de frecuencia depende del valor del estatismo y del margen de reserva de regulación, es preferible que el estatismo sea igual en todas las unidades. Si los porcentajes de regulación de las unidades son iguales o aproximadamente iguales, el cambio de potencia que experimente cada unidad ante la desviación de la frecuencia estará en proporción a la potencia nominal de placa.

Cada sistema debe participar en la regulación primaria de frecuencia conforme a la reglamentación vigente en cada país procurando que la participación sea equitativa dependiendo del tamaño de cada Sistema.

A solicitud de alguno de los **OS&M** se deberá informar a su contraparte acerca del margen de regulación primaria de frecuencia.



Cada **OS&M** es responsable de velar porque los **Agentes** generadores de sus sistemas mantengan sus reguladores libres, es decir, en modo de regulación.

Para asegurar que los sistemas participen en la corrección de tiempo sin reacción de los gobernadores, la banda muerta intencional de los mismos se establece inicialmente de conformidad a la reglamentación vigente en cada país.

Los **OS&M** deberán verificar la respuesta de regulación primaria de las unidades generadoras de su sistema mediante la realización de pruebas de disparo de generación programadas o durante contingencias.

5.3.3.2 REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

5.3.3.2.1 CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC).

El AGC de cada sistema deberá realizar el ajuste de la salida de potencia activa de sus unidades generadoras para mantener la frecuencia e intercambio en los valores programados en la línea de interconexión. Cada OS&M responderá a las desviaciones de la frecuencia de acuerdo a la respuesta natural de los gobernadores de las turbinas y la carga. Cuando un OS&M pierda carga o generación, el otro sistema deberá proveer apoyo para limitar las desviaciones de frecuencia, mediante la acción de los gobernadores.

Cada **OS&M** deberá ajustar su Bias igual a su Característica de Respuesta de Frecuencia (FRC), con el fin de asegurar que únicamente el área donde se presente un desbalance entre carga y generación experimente un Error de Control de Área (ACE).

Los AGC deberán permanecer habilitados el mayor tiempo posible; sin embargo, existen condiciones operativas bajo las cuales se podrá suspender la acción del AGC, dentro de las cuales se encuentran:

- Que la acción del AGC ponga en peligro la seguridad del sistema
- Que existan fallas en los equipos que alimentan datos al AGC
- Ante la ocurrencia de grandes disturbios, luego de la operación de los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. Mientras las condiciones del sistema se encuentren dentro del rango correspondiente a la banda operativa del AGC, éste se mantendrá en servicio.

Si por cualquier motivo un **OS&M** se viera imposibilitado de usar el AGC, deberá comunicarlo inmediatamente a su contraparte, con el objetivo de minimizar conjuntamente las desviaciones en los intercambios programados y la frecuencia.

5.3.3.2.2 MODO DE OPERACIÓN DEL AGC.

Cada **OS&M** deberá operar su AGC en el modo "Control de Intercambio Neto y Frecuencia" (Tie-Line Frequency Bias).

Cada **OS&M** deberá calcular su respectivo Bias empleando la respuesta natural de sus sistemas. La Característica de Respuesta de Frecuencia (FRC) es una medida del cambio natural de la frecuencia ante un desbalance carga-generación. Para calcularla es necesario analizar, sin intervención del AGC, como responde el sistema ante la pérdida de generación de la otra área.

Cada **OS&M** deberá ajustar el Bias de la Frecuencia (expresado en MW/0.1 Hz) de su Sistema igual a su FRC. De este modo, el Bias compensará exactamente en el cálculo del Error de Control de Área (ACE), el error de los flujos en la interconexión (Intercambio neto actual (INa) – Intercambio neto programado (INp)), lo cual resulta de la acción de los gobernadores como consecuencia de una desviación de la frecuencia en la interconexión.

Para facilitar el cálculo del Bias, el **OS&M** que programe disparo de generación menor o igual a 500 MW, deberá informar al otro **OS&M** vía correo electrónico, por lo menos con 48 horas de anticipación a la realización de la prueba, a fin de que éste haga los preparativos que correspondan.

El cálculo del Bias deberá actualizarse periódicamente por estar determinado por factores variables tales como la demanda del sistema, la generación y las características de los gobernadores. Cada vez que sean modificados, los **OS&M** informarán a su contraparte, vía correo electrónico, los valores del Bias que se utilicen y las respectivas bandas horarias.

El Bias deberá ser calculado utilizando la metodología que para el efecto acuerden ambos **OS&M**, y los valores así obtenidos serán utilizados para evaluar el desempeño cada 10 minutos de la reserva rodante bajo el AGC de cada sistema.

5.3.3.2.3 CARACTERÍSTICA DE RESPUESTA DE FRECUENCIA (FRC).



Es una medida del cambio natural en el valor de la frecuencia cuando se produce un desbalance carga-generación.

Cada Sistema responderá a este cambio en la frecuencia por medio de:

- Un cambio en la carga que es proporcional al cambio en la frecuencia (debido a la característica de respuesta de frecuencia de la carga).
- Un cambio de generación que es inverso al cambio de la frecuencia (debido a la acción de los gobernadores de las turbinas).

El efecto neto de estas dos acciones es la respuesta de cada Sistema al cambio en la frecuencia, lo que se conoce como Característica de Respuesta de Frecuencia. La respuesta combinada de todos los Sistemas causará que la frecuencia del sistema interconectado SER- México se sitúe en un valor diferente al valor de pre-disturbio. La frecuencia no retornará a su valor de pre-disturbio debido al estatismo de los gobernadores.

La frecuencia se mantendrá diferente del valor de pre-disturbio hasta que el Sistema con el desbalance carga-generación corrija tal situación.

Una fórmula para obtener el valor aproximado de la FRC ante un evento es:

$(INA - INB) / [10 * (fA - fB)]$; (MW/dHz); A: antes del evento; B: después del evento

5.3.3.2.4 BIAS DE LA FRECUENCIA.

El Bias (β) de la frecuencia es un número que las áreas de control utilizan en la ecuación de cálculo del ACE y refleja idealmente su respuesta natural. El Bias influye en la respuesta del AGC y el cumplimiento del criterio CPS.

El Bias provee una manera de convertir las desviaciones de frecuencia a MW y se utiliza para parcializar (influenciar) el cálculo del ACE de tal forma que a mayor desviación de frecuencia corresponda una mayor respuesta por parte del Sistema.

La lógica utilizada para determinar si el Bias está cercano al FRC es:

Si Bias = FRC , el ACE 0 = en pre y post disturbio

Si el ACE oscila hacia (+) ante un disturbio	Bias < FRC
Si el ACE oscila hacia (-) ante un disturbio	Bias > FRC

5.3.3.2.5 ERROR DE CONTROL DE AREA.

El Sistema de Administración de Energía en tiempo real (EMS) de cada **OS&M** monitorea, entre otros, la frecuencia eléctrica, la potencia de salida de cada generador bajo su control y el intercambio neto. El EMS compara el valor de la frecuencia y el intercambio neto actual con los valores programados y genera un error llamado Error de Control de Área (ACE), que es el parámetro que el AGC minimiza, dependiendo del recurso de reserva disponible.

El modo de control Tie-Line Bias (Tie-Line Frequency Bias) garantiza que el ACE tome en cuenta tanto el intercambio neto como las variaciones de frecuencia, además garantiza que cada Sistema Eléctrico perteneciente a la interconexión, se haga responsable de sus propios movimientos de carga-generación.

En este caso el valor del ACE se calcula como a se indica a continuación:

$$ACE = (INa - INp) - 10 Bf (Fa - Fp)$$

Donde:

a = actual

p = programado

IN = intercambio neto (MW)

Bf = Bias de la frecuencia

F = Frecuencia (Hz)

Con el fin de homogenizar la convención de signos para el cálculo del ACE, para cada OS&M se ha adoptado la siguiente convención:

ACE negativo significa generación insuficiente

ACE positivo significa generación excesiva

ACE = 0 significa generación igual a lo requerido

En consecuencia, en lo referente a los intercambios (P), la convención de signos es:

P positivo significa potencia que sale del área (exportación)

P negativo significa potencia que ingresa al área (importación)



Los sistemas estarán balanceados cuando la generación total sea igual al total de la carga (incluidas pérdidas) más el intercambio neto programado y la frecuencia del sistema sea igual a la programada (60 Hz).

Si por alguna condición al menos una interconexión se abre de forma no programada el valor de la potencia de intercambio programada en la consigna del AGC deberá ajustarse al nuevo valor neto de intercambio.

Los **OS&M** deberán contar con la información de los flujos netos programados en las interconexiones, incluyendo la magnitud de estas **Transacciones** (MW).

5.3.3.2.6 CRITERIO DE DESEMPEÑO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA

El Criterio de Desempeño de la Regulación Secundaria, el cual también se denomina CPS (por su nombre en Inglés "Control Performance Standard"), consiste en que el Error de Control de Área (ACE por sus siglas en Inglés) debe ser menor al parámetro L10 en por lo menos cinco (5) de los seis (6) periodos de diez (10) minutos de cada hora:

$$ACE_{10MIN} < L10$$

$$L10 = 1.65 * (E10) * SQRT ((10\beta_i)*(10\beta_e))$$

Donde:

E10: valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia en promedios de 10 minutos (Hz).

β_i : Bias de frecuencia del Sistema Eléctrico de cada País (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del **Sistema Eléctrico** del Istmo Centroamericano.

β_e : Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado México-Istmo Centroamericano.

ACE10MIN: valor promedio del ACE en un intervalo de 10 minutos (MW).

El parámetro E10 es la meta de desviaciones de promedios de 10 minutos de frecuencia del Sistema Interconectado. $E10 = 0.03$ Hz, calculado en base a mediciones reales de la frecuencia. Los **OS&M** determinarán la conveniencia de cambiar este parámetro según lo muestre el desempeño de los Sistemas y deberá ser el mismo para cada Sistema.

Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con el criterio CPS. Es la filosofía básica de operación del AGC en TLB, contar con suficiente reserva de regulación (en AGC) para hacer frente a los desbalances carga-generación de interna y por consecuencia dar cumplimiento a los criterios CPS.

5.3.3.3 REQUERIMIENTOS DE RESERVA.

La operación confiable de los sistemas interconectados en modo TLB requiere que cada **OS&M** disponga de suficiente reserva operativa para corregir las desviaciones de frecuencia, cumplir con los intercambios programados y poder afrontar las contingencias que ocurran en su Sistema, causando el mínimo perjuicio a las demás áreas de control.

Las reservas operativas constarán de:

- Reserva de regulación (primaria y secundaria)
- Reserva de contingencia (reserva rodante, reserva fría y carga interrumpible)

Ambos **OS&M** definirán conjuntamente los parámetros de reserva de regulación y de contingencia, para lo cual deberán realizar los respectivos estudios de seguridad operativa y aplicar los criterios de calidad y seguridad vigentes. Cada **OS&M** deberá cumplir con operar con los valores obtenidos de esos estudios, y podrá operar con un porcentaje de reserva mayor que dichos valores.

Cada **OS&M** deberá comprobar, a requerimiento de su contraparte, el cumplimiento de la reserva de regulación y de contingencia informada. Para el efecto, deberá utilizar datos del desempeño de las áreas de control en tiempo real y la información suministrada por cada **OS&M**.

5.3.3.3.1 PORCENTAJES DE RESERVA Y REGULACIÓN

Las reservas rodantes estarán asignadas de acuerdo a la normativa de cada país y considerarán el uso efectivo de la reserva rodante en una **Emergencia**, el tiempo necesario para su operación efectiva, las limitaciones de transmisión y los requerimientos de las áreas de control. Cada **OS&M** debe especificar y proveer como mínimo las reservas operativas señaladas a continuación:

1. Para Condición Normal, los requerimientos mínimos de reserva y regulación son inicialmente los establecidos en la Reglamentación vigente de cada país como se indica a continuación:

Para México:

- Reserva Rodante: 6% de la demanda momentánea.
- Reserva bajo AGC: 1.5 a 2% en 3 minutos de la demanda momentánea.
- Regulación Primaria de frecuencia: 1.5 a 2 %% en 40 segundos de la demanda momentánea.

Para Guatemala:

- Reserva Rodante (Reserva bajo AGC más Reserva de la Regulación Primaria): 7%(0:00 –5:00, 22-24 h), 6% (5:00-18:00 h), 5% (18:00-22:00 h)
- Reserva bajo AGC: 4%(0:00 –5:00, 22-24 h), 3% (5:00-18:00 h), 2% (18:00-22:00 h) de la demanda momentánea.
- Regulación Primaria de frecuencia: 3% de la demanda momentánea.

2. Para Condiciones de **Emergencia** los requerimientos mínimos de reserva inicialmente son los siguientes:

- Sin reserva rodante

Los parámetros de reserva rodante para regulación primaria de frecuencia actuales para las áreas de control son:

- a) Guatemala: igual que para la condición normal.
- b) México: igual que para la condición normal.

El estatismo de las unidades generadoras deberá estar de acuerdo a la normativa de cada país.

Los parámetros de reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia iniciales (con respecto a la demanda neta) para los sistemas son:

- a) Guatemala: 4%(0:00 –5:00, 22-24 h), 3% (5:00-18:00 h), 2% (18:00-22:00 h)
- b) México: 1.5 a 2 %% las 24 h.

5.3.3.4 CONTROL DE INTERCAMBIO

Cada **OS&M** operará suficiente capacidad de generación bajo control automático (AGC) para cumplir con sus obligaciones de balancear continuamente su generación con su carga y sus programas de intercambio. Asimismo proveerá la contribución apropiada a la regulación de frecuencia del **Sistema Eléctrico** interconectado.

El Control Automático de Generación (AGC) comparará el intercambio real total neto con el intercambio total neto programado más la contribución del factor de desvío de frecuencia para determinar el Error de Control de Área.

Cada **OS&M** mantendrá capacidad de generación de regulación sincronizada con la Interconexión que pueda ser aumentada o disminuida por el AGC (utilizando el Error de Control de Área) para proveer una adecuada regulación al sistema y desempeño de control.

El AGC debe permanecer en operación el mayor tiempo que sea posible.

Si por cualquier motivo un **OS&M** se viera imposibilitado de usar el AGC, deberá comunicarlo inmediatamente a su contraparte, con el objetivo de minimizar conjuntamente las desviaciones en los intercambios programados y la frecuencia y se decidirá el modo aplicable en la operación del AGC.

5.3.3.5 SINCRONIZACIÓN DEL TIEMPO.

Los **OS&M** deberán sincronizar el tiempo de sus sistemas de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) con un patrón de tiempo externo común. Se deberá incluir además la sincronización de las unidades terminales



remotas (RTU), cuando estas posean la capacidad tecnológica, con la estación maestra del sistema SCADA de cada OS&M.

Los **OS&M** deberán utilizar información proveniente de disturbios para confirmar que las estampas de tiempo en todos los sistemas estén sincronizadas. Para el efecto, se utilizará una tolerancia de ± 2 segundos.

5.4 TRANSACCIONES DE ASISTENCIA EN EMERGENCIA

5.4.1 POR CONTINGENCIA

Si un sistema sufre una contingencia y su **OS&M** determina que no tiene la capacidad de restablecer la condición normal con los medios que tiene disponible, podrá solicitar a través del medio de comunicación más rápido del que disponga, la Asistencia en Emergencia del otro sistema. Si este sistema posee los recursos para brindar la asistencia, deberá ejecutar las acciones necesarias para entregarla lo antes posible. El **OS&M** solicitante deberá confirmar vía fax o cualquier otro medio electrónico, su requerimiento de asistencia en un plazo no mayor a 2 horas luego de iniciada la transacción de asistencia.

5.4.2 POR RIESGO DE DESABASTECIMIENTO

Cuando un **OS&M** conozca de antemano la necesidad de requerir energía de Asistencia en Emergencia del otro sistema, la solicitud de asistencia debe presentarse con suficiente anticipación, incluyendo por lo menos la potencia y período de la transacción. Esto permitirá que el **OS&M** del sistema que brindará la asistencia realice el **Redespacho** correspondiente.

5.4.3 CONDICIONES DE LAS TRANSACCIONES

El requerimiento de asistencia en emergencia por contingencia deberá indicar el inicio y fin de dicha transacción, cuya duración no deberá exceder 3 horas.

Estas **Transacciones** serán liquidadas de acuerdo a lo indicado en el capítulo "CONCILIACION Y VALORIZACION DE TRANSACCIONES Y DESVIACIONES" del presente Convenio.

5.5 COORDINACIÓN PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Los **OS&M** deberán constituir una base de datos de seguridad operativa de ambos sistemas eléctricos interconectados, debidamente actualizada, que incluya los parámetros de los sistemas de transmisión de alta tensión (superior a 69 kV), de generación y demanda, más toda la información necesaria para la realización de estudios eléctricos y evaluación de la seguridad operativa del sistema de transmisión interconectado. Para el caso de la Red Eléctrica de México, se modelará una red equivalente.

La base de datos de seguridad operativa deberá contener como mínimo la siguiente información:

- i) Datos técnicos de los generadores: Datos o parámetros eléctricos de los equipos o aparatos eléctricos (turbinas, gobernadores, excitadores, estabilizadores de potencia, impedancias, dispositivos de control de generación, compensadores sincrónicos, etc.).
- ii) Datos de equipos de red: Parámetros eléctricos de los equipos e instalaciones conectadas y que conforman la red de transmisión (interruptores, seccionadores, líneas aéreas, cables subterráneos, instalaciones de compensación de potencia reactiva, protecciones, etc.).
- iii) Perfiles de demanda, información de consumo de energía, proyecciones y característica de carga.
- iv) Esquemas de control suplementario que apliquen: Desconexión automática de carga para prevenir el colapso del sistema por caída de frecuencia o de voltaje, desconexión automática de generación para evitar sobrecargas en elementos de transmisión que conlleven a la participación o colapso del sistema, etc.

Toda la información de las bases de datos deberá estar validada por los **OS&M** a fin de evitar cualquier cuestionamiento sobre la calidad de las mismas.

Los **OS&M** acordarán los formatos de solicitud de información, pero para la base de datos de seguridad operativa se utilizará el formato de datos del modelo de simulación PSS/E.



Cada **OS&M** está obligado a la actualización de su base de datos de seguridad operativa en los meses de junio y diciembre, o cuando exista un cambio significativo en la configuración de su sistema.

6 SISTEMAS DE COMUNICACION

6.1 COMUNICACIÓN

Los **OS&M** de ambos países deberán contar con sistemas de telecomunicaciones que permitan vincular sus respectivos centros de control, para lo cual dispondrán como mínimo de los siguientes servicios:

- Transmisión de datos entre los centros de control de ambos **OS&M**.
- Comunicaciones de voz y sus equipos de grabación asociados.
- Servicio de fax y correo electrónico.

Estos servicios podrán ser satisfechos con recursos propios o mediante la contratación parcial o total de los mismos a terceros prestadores de servicios de telecomunicaciones.

El intercambio de datos entre los **OS&M** de ambos países se deberá realizar a través de enlaces de datos dedicados y, a fin de incrementar la confiabilidad en la transmisión de datos y reducir al mínimo el impacto de eventuales fallas de comunicaciones, deberá disponerse de un sistema de comunicaciones de respaldo.

6.2 SUPERVISIÓN

Las subestaciones asociadas a la línea de interconexión deberán contar con las instalaciones de supervisión necesarias que le permitan a ambos **OS&M** disponer en tiempo real de las señales de voltaje, potencia activa y reactiva, frecuencia, posición de equipos de conmutación (estado de interruptores y seccionadores, así como posición de taps de transformadores), estado de algunos equipos auxiliares y de los equipos de compensación de potencia reactiva, protecciones primaria y de respaldo de la Línea de Interconexión.

Cada **OS&M** deberá proporcionar a su contraparte la facultad de obtener mediciones en tiempo real de energía, voltaje, potencia activa y potencia reactiva en su punto de enlace con la interconexión, así como el estado de los interruptores que vinculan la línea de interconexión con el SEN de cada país.

Estas mediciones pueden ser adquiridas mediante equipos de supervisión remota enlazados con el sistema de control supervisorio de cada **OS&M**.

7 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

El flujo de potencia y energía eléctrica a través de la interconexión será registrado oficialmente por un sistema de medición. Los OS&M realizarán la conciliación de las **Transacciones** con base en los registros obtenidos de dicho sistema de medición.

7.1 MEDICION PRINCIPAL Y DE RESPALDO

En cada nodo de la interconexión deberá estar instalado un sistema de medición que cuente con dos medidores, uno de los cuales será designado como medidor principal y el otro como respaldo, los cuales cumplirán con las características que se establecen en este numeral.

Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares y de solo lectura, es decir que las mediciones no podrán ser alteradas.

:

- a) El medidor principal y el medidor de respaldo, serán de iguales características.
- b) Transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.
- c) El medio de comunicación con el OS&M.

Los medidores serán del tipo multifunción de estado sólido, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a las normas ANSI/IEEE C12.20 ó IEC 687, con módulo de comunicación, puerto de acceso óptico o RS-232, alimentación independiente o autoalimentado.

7.2 PRECISIÓN Y EXACTITUD DE LOS MEDIDORES

La precisión requerida para el sistema de medición comercial y el porcentaje de error para los transformadores de instrumento, para la carga conectada en los secundarios de estos, será como máximo la indicada en la tabla siguiente:

EQUIPO	PRECISION
Medidor de estado sólido	0.2

Transformador de corriente	0.3
Transformador de potencial	0.3

Las precisiones están basadas de acuerdo a las normas ANSI/IEEE C12.20 ó IEC 687 y ANSI/IEEE C57.13 ó IEC 185/186 044-1.

Para cada instalación será obligatorio presentar el cálculo de la carga, en VA, que será conectada a los transformadores de corriente y potencial, asociados al sistema de medición oficial y de respaldo. Con el cálculo se adjuntarán datos garantizados por los fabricantes de los equipos que estarán conectados en la cadena de medición (medidores, cables, etc.) no pudiendo en ningún momento sobrepasar el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en las normas ANSI/IEEE C57.13 ó IEC 185/186 044-1 u otra norma equivalente aceptable para ambos OM, para la exactitud requerida.

La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) destinados a la medición comercial, deberá de estar comprendida dentro de los límites inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo a lo estipulado en las normas ANSI/IEEE C57.13 ó IEC 185/186 044-1 u otra norma equivalente aceptable para ambos OS&M. No se deberá sobredimensionar la corriente primaria de los transformadores de corriente con respecto a la carga máxima. Para futuros sistemas de medición se utilizaran transformadores de corriente con multirrelación, debiendo poseer la mejor exactitud en el devanado donde se estime que el medidor operará nominalmente.

El sistema de medición contará con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificación en el lugar y/o reemplazo sin afectar los elementos restantes. Todos los medidores deberán disponer de registradores integrados al mismo, que obtendrán y almacenarán los valores a registrar, los que serán periódicamente extraídos en forma remota y/o local, por el OS&M o terceros que éste indique. Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en periodos programables conforme a los requerimientos.

7.3 LECTURA DE LOS REGISTRADORES

El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto, mediante la utilización de vínculos de comunicación privados o públicos, la inteligencia

necesaria para la comunicación con el grado de protección adecuado y los programas necesarios para realizar lecturas y generación de reportes en forma automática. Adicionalmente dispondrá de la posibilidad de extracción local. Como referencia de tiempo, los registradores utilizarán sincronización externa a través de un instrumento GPS o dispositivo similar de alta precisión.

La habilitación de la lectura remota y la sincronización externa utilizando GPS, deberá estar disponible a partir de la fecha de entrada en vigencia del presente **Convenio de Coordinación**. La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria masiva no volátil o alimentación asegurada, palabra clave y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos, respectivamente.

El módulo de registros del medidor multifunción de estado sólido se ajustará a las siguientes características:

- a) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de un minuto hasta una hora, en intervalos de cinco minutos que contemplen todos los submúltiplos de 60 minutos.
- b) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de 40 días como mínimo, con 6 canales activos e integración de 5 minutos. A la vez el medidor deberá tener capacidad de expansión de memoria.
- c) Las magnitudes a registrar son las siguientes:
 - Registro acumulado de energía activa y reactiva entregada y recibida
 - Potencia activa y reactiva máxima entregada y recibida
 - Potencia activa entregada y recibida instantánea
 - Factor de potencia instantáneo
 - Voltaje instantáneo entre fases
- d) Las magnitudes a almacenar serán las siguientes:
 - Energía activa entregada y recibida para el período de integración
 - Energía reactiva entregada y recibida para el período de integración
 - Potencia activa máxima entregada y recibida para el período de integración
- e) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas, con baterías para 7 días de duración como mínimo u otro sistema no volátil.



f) El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de puertos de acceso (cable óptico o conector RS-232), y lectura remota.

7.4 CRITERIOS DE MEDICIÓN ALTERNA Y AJUSTES (INDISPONIBILIDAD DE MEDICION)

Para el registro de transacciones se usará prioritariamente los datos almacenados en el medidor principal de cada punto. Si se observara alguna anomalía en esa lectura se usarán los datos registrados por el medidor de respaldo. Las anomalías a que se hace referencia pueden ser, entre otras:

- a) Datos erróneos
- b) Falta de datos
- c) Falta de sincronismo
- d) Falla del medidor

La lectura de los medidores de la interconexión será responsabilidad de cada OS&M en el extremo correspondiente. Este podrá hacerlo por sí o a través de terceros. La medición oficial de los contadores en ambos extremos de la línea será intercambiada diariamente entre los OS&M antes de las 16:00, a excepción de los días sábados, domingos y días festivos. Los OS&M pondrán a disposición de los **Agentes** la medición oficial de ambos extremos de la interconexión.

En caso de pérdida o las anomalías antes mencionadas del sistema de medición (principal y respaldo) en uno de los extremos de un elemento de la interconexión, será utilizada como oficial la lectura del otro extremo y se le aplicará el porcentaje de pérdidas resultante del cálculo de los factores de pérdidas realizado por los OS&M. En caso de perderse la medición en ambos extremos de un elemento de la interconexión, se tomarán como oficiales los registros del sistema supervisorio del sistema exportador o en su defecto, el del importador. Si estos tampoco están disponibles, se utilizará el programa de intercambio que estaba vigente en el periodo de falla de la medición.

7.5 PRUEBAS, CALIBRACION Y MANTENIMIENTO

El margen de tolerancia entre las lecturas de los medidores principales entre ambos extremos de la línea de interconexión será de ± 0.80 % más el factor de

pérdidas resultante del cálculo de flujo de carga realizado por los OS&M. En caso de excederse, los OS&M deberán verificar el margen de tolerancia antes indicado utilizando las combinaciones posibles con los medidores restantes (uno de cada sistema, principal o de respaldo) que tengan una diferencia igual o menor. De ser necesario, se utilizarán medios alternos de registro, como los que registran los sistemas de control supervisorios y adquisición de datos en tiempo real de los OS&M o los dispositivos de registro alternos que se encuentren instalados en los extremos del elemento de interconexión. En caso de no disponerse de una lectura alterna disponible o confiable se empleará la medición del otro sistema para no retrasar el proceso de conciliación y liquidación. Sin embargo, ambos OS&M deberán verificar sus equipos y una vez detectado el equipo que falló deberán hacerse las correcciones en la conciliación y aplicarse en el período de liquidación siguiente.

Para verificar la exactitud del sistema de medición, se realizarán auditorias en cada uno de los equipos de medición oficial de la interconexión, una vez al año en forma rutinaria o a solicitud de cualquiera de los OS&M, siguiendo los procedimientos establecidos de común acuerdo por los OS&M.

7.6 CONSERVACION Y CONSULTA DE REGISTROS (BASE DE DATOS COMERCIAL)

Los **OS&M** deberán constituir una base de datos comercial con la información obtenida diariamente del sistema de medición comercial, así como el registro de las transacciones de energía que surjan como resultado del **Pre despacho** y sus respectivos precios.

La base de datos comercial deberá contener como mínimo la siguiente información:

i) Medición comercial: Los **OS&M** propondrán la nomenclatura a emplear para identificar a cada agente y a cada elemento de la red de transmisión en los intercambios de información para la coordinación y administración de las transacciones internacionales. La información recopilada a través del sistema de medición comercial será utilizada en la conciliación de las transacciones y desviaciones. Contendrá las lecturas de los medidores principal y de respaldo en ambos extremos de la interconexión.



ii) Conciliación de transacciones: Información comercial de ofertas y resultados del mercado de oportunidad, así como de transacciones internacionales, de forma que los agentes tengan libre acceso a la misma.

Toda la información de las bases de datos deberá estar validada por los **OS&M** a fin de evitar cualquier cuestionamiento sobre la calidad de las mismas.

La base de datos comercial será actualizada diariamente con la información remitida por cada **OS&M** y con los resultados de los Programas que establecen las **Transacciones** realizadas a través de la interconexión y los resultados de la operación en tiempo real.

8 CONCILIACION Y VALORIZACION DE TRANSACCIONES Y DESVIACIONES

A continuación se establecen las reglas y procedimientos a seguir para la conciliación de las **Transacciones** comerciales.

8.1 CONCILIACION DE TRANSACCIONES

Los **OS&M** deberán mantener un intercambio periódico de información sobre la operación de sus sistemas eléctricos, a fin de programar las acciones que garanticen la calidad y seguridad del suministro, así como presentar a sus respectivos mercados los datos que les permitan realizar sus planes comerciales bajo un ambiente de equidad y transparencia.

Los precios para llevar a cabo la conciliación de las **Transacciones** serán: el precio de conciliación, el precio de sustitución y el precio de Asistencia en Emergencia. El precio de conciliación será el Costo Total de Corto Plazo Incurrido del nodo Sureste (CTCPIS) para la hora correspondiente. El precio de sustitución será el precio en que se incurra para suplir la diferencia entre una transacción programada y el flujo real, cuando ocurre una falla severa. Se deberá informar la metodología con la que se calcula el precio de conciliación y el precio de sustitución, la cual no podrá ser modificada sin causa justificada. El precio de Asistencia en Emergencia será el que informe el **OS&M** que suministre la energía de Asistencia en Emergencia.

Con base en las mediciones registradas por el sistema de medición comercial y las exportaciones e importaciones despachadas, los **OS&M** realizarán un intercambio de información para cada uno de los períodos de mercado, para

obtener el precio de sustitución preliminar en un plazo no mayor de 10 días posteriores al día de la operación. Los **OS&M** deberán intercambiar diariamente antes de las 16:00 horas, a excepción de los días sábados, domingos y días festivos, los datos de medición comercial, los precios en los nodos de la interconexión resultantes de la operación del día anterior en forma horaria para obtener el precio de conciliación preliminar, el reporte de contingencias del día anterior, y cualquier otra información relativa al resultado de la operación que pueda ser requerida para el efecto. Dicha información deberá ser remitida por los medios y en los formatos definidos por ambos **OS&M**.

Cada **OS&M** deberá distribuir entre sus respectivos **Agentes** los cargos y abonos resultantes de la conciliación de la interconexión, según los procedimientos de cada mercado. No se trasladarán responsabilidades de cobro o pago entre un **Agente** de un mercado y el **OS&M** del otro mercado.

8.1.1 CONCILIACION DE TRANSACCIONES DE OPORTUNIDAD PROGRAMADAS

La conciliación de las **Transacciones** en el Mercado de Oportunidad se efectuará con base en las **Transacciones** de oportunidad programadas en el **Pre despacho** y **Redespachos**.

Los **OS&M** se encargarán de determinar las cantidades de energía de las **Transacciones** de oportunidad con base en las condiciones presentadas en el **Pre despacho** y los **Redespachos** respectivos, sujeto a lo establecido en este Acuerdo.

Los cargos y abonos resultantes de las **Transacciones** de energía de oportunidad despachadas serán facturados y liquidados directamente entre las partes.

8.1.2 CONCILIACION DE TRANSACCIONES POR CONTRATO

La conciliación de las **Transacciones** en el Mercado de Contratos se efectuará con base en las **Transacciones** contractuales programadas en el **Pre despacho** y **Redespachos**.



Los **OS&M** se encargarán de determinar las cantidades de energía de las **Transacciones** por contratos, con base en las condiciones presentadas en el **Predespacho** y los **Redespachos** respectivos, sujeto a lo establecido en este Acuerdo.

Los cargos y abonos correspondientes a los compromisos contractuales de energía finalmente considerados en el proceso de **Predespacho** y **Redespachos** respectivos, serán facturados y liquidados directamente entre las partes contratantes.

8.1.3 CONCILIACION DE TRANSACCIONES DE EMERGENCIA

Son derivadas de las **Transacciones** de asistencia durante una **Emergencia** de cualquiera de los sistemas, de acuerdo a lo establecido en el capítulo "OPERACIONES EN TIEMPO REAL".

Los montos debidos a las **Transacciones** de **Emergencia** serán el resultado de valorar al Precio de **Emergencia** en el nodo de interconexión del sistema exportador las **Transacciones** de energía de **Emergencia** requeridas para cada periodo de mercado. El Precio de **Emergencia** corresponde al precio acordado por los **OS&M** durante la asistencia. Estas **Transacciones** son conciliadas por los **OS&M** correspondientes.

8.2 CONCILIACION DE DESVIACIONES AL PROGRAMA DE DESPACHO

Para efectos de la conciliación, las desviaciones al programa de despacho en la línea de interconexión se calculan como la diferencia entre los registros de medición y el intercambio neto programado en el **Predespacho** o **Redespacho** correspondiente, para cada periodo de mercado.

Los **OS&M** determinarán para cada periodo de mercado las desviaciones en los nodos de la interconexión en que han incurrido respecto a las **Transacciones** programadas.

Para conciliar las desviaciones al programa de despacho se utilizará la siguiente información:

- El tipo de desviación: Desviación de Control, Desviaciones por Fallas Leves y Desviaciones por Fallas Severas;

- Los precios de sustitución y conciliación.

La metodología para la valorización de estas **Transacciones** se detalla en el apartado "VALORIZACION DE LAS DESVIACIONES" del presente capítulo.

8.2.1 CRITERIOS PARA EL TRATAMIENTO DE DESVIACIONES CON RESPECTO A LA PROGRAMACIÓN

Cada **OS&M** supervisará en tiempo real la operación de su red y administrará los recursos a su alcance con el objeto de controlar las desviaciones con respecto a las **Transacciones** programadas. Dada su condición de desviaciones respecto a lo programado, ambos **OS&M** se coordinarán para mantenerlas en el menor valor posible que sea compatible con los criterios de calidad, seguridad y desempeño.

Para cada transacción programada se permitirá un margen de desviación asociado a los cambios graduales de las **Transacciones** entre períodos de mercado. Los cambios graduales de las **Transacciones** programadas deberán efectuarse cinco (5) minutos antes y después del cambio de período.

8.2.1.1 DESVIACIONES DE CONTROL Y FALLAS LEVES

Las desviaciones de control y fallas leves serán aquellas resultantes de la diferencia entre la medición oficial neta del intercambio y el intercambio neto programado y que no califican como falla severa.

La desviación de control de energía no deberá exceder un rango de ± 15 MWh en cada **Intervalo de Mercado** y la desviación de control de potencia no deberá exceder un rango de ± 70 MW. Estas desviaciones podrán ser compensadas dentro de la misma hora del mismo día. La asignación interna del resultado económico de estas desviaciones en cada país, se hará conforme a su normativa vigente.

8.2.1.2 DESVIACIONES POR FALLAS

Las fallas en los sistemas interconectados se clasifican de la siguiente manera:

- a) **Falla Leve:** Se refiere a desviaciones que excedan los límites de desviaciones de control, pero sin poner en **Emergencia** a ninguno de los sistemas. Estas desviaciones podrán ser compensadas dentro de la misma hora del mismo día.



b) **Falla Severa:** Se refiere a las contingencias que provocan la actuación del esquema de corte de carga por baja frecuencia en alguno de los sistemas de México o Guatemala o cuando una de las partes declare que está en una condición de Emergencia por tener una contingencia en su sistema, provocando una desviación del intercambio programado.

8.2.1.2.1 DESVIACIONES POR FALLAS SEVERAS

Las desviaciones por fallas severas son causadas por contingencias que provocan la actuación del esquema de corte de carga por baja frecuencia en alguno de los sistemas de México o Guatemala o cuando una de las partes declare que está en una condición de Emergencia por tener una contingencia en su sistema, provocando una desviación del intercambio programado.

Para la conciliación de las desviaciones por fallas severas, no se considerará el costo asociado a la desconexión de carga por la actuación del esquema de desconexión automática por baja frecuencia.

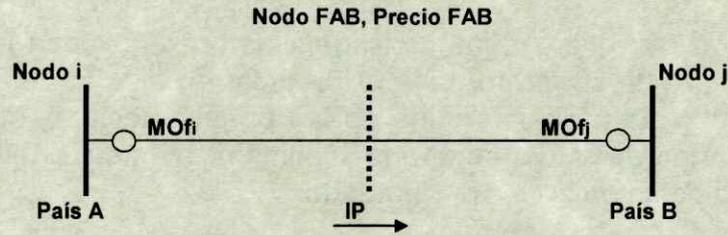
8.2.2 VALORIZACION DE LAS DESVIACIONES

8.2.2.1 VALORIZACION DE LAS DESVIACIONES DE CONTROL QUE OCASIONEN FLUJOS INVOLUNTARIOS DE ENERGÍA.

Estas desviaciones de control serán consideradas como compra o venta, según corresponda y serán valorizadas al precio de conciliación correspondiente, así:

- a) A la desviación de control que se inyecte en la línea de interconexión le corresponde un crédito igual a valorizar la energía al precio de conciliación.
- b) A la desviación de control que se retire en la línea de interconexión le corresponde un débito igual a valorizar la energía al precio de conciliación.

A continuación se detalla la formulación matemática para valorizar las Desviaciones de Control:



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

- Precio FAB: Precio De Conciliación Horario [US\$/MWh]
- MO_{fi}: Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- MO_{fj}: Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO_{FAB}: Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
- IP: Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KM_a: Longitud de la línea de la subestación i a la frontera FAB
- KM_b: Longitud de la línea de la subestación j a la frontera FAB

Operación	Fórmula
Desviación OS&M Exportador	Desviación de Control [MWh] = IP - MO _{FAB} Valoración de la Desviación [US\$] = Precio FAB * (IP - MO _{FAB})
Desviación OS&M Importador	Desviación de Control [MWh] = MO _{FAB} - IP Valoración de la Desviación [US\$] = Precio FAB * (MO _{FAB} - IP)

[+]: Cargo [-]: Abono

El uso de la medición FAB hace que los dos sistemas interconectados compartan la pérdida de la línea de interconexión.

8.2.2.2 VALORIZACION DE LAS DESVIACIONES POR FALLAS LEVES

Las desviaciones por fallas leves serán valoradas de la misma forma que los desvíos de control.

8.2.2.3 VALORIZACION DE LAS DESVIACIONES POR FALLAS SEVERAS



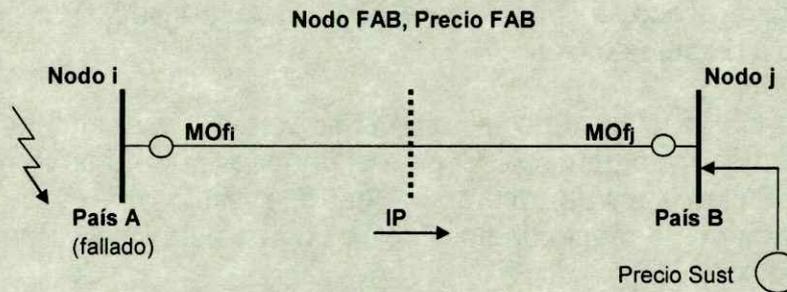
La parte que provocó la falla severa será el responsable de su liquidación conforme los siguientes casos:

- i. Cuando la falla es en el sistema exportador y el intercambio neto es menor de lo programado: El país exportador paga una compensación al país vecino, por la diferencia entre el flujo real y la transacción programada, al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia
- ii. Cuando la falla es en el sistema exportador y el intercambio neto es mayor de lo programado, las Transacciones no se alteran y la energía en exceso no se devolverá, quedando a favor del sistema importador a título de indemnización.
- iii. Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es menor de lo programado: Las Transacciones programadas no se alteran y los Agentes del sistema importador deberán pagar conforme las Transacciones programadas. En este caso, el pago de la energía no entregada se considerará como una indemnización a favor del sistema sin falla.
- iv. Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es mayor de lo programado, el OS&M del sistema importador deberá compensar por la energía neta en exceso del intercambio programado; la valorización de la desviación será tratada de acuerdo al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia.

Cuando exista cero voltaje en los sistemas de transmisión o apertura de la línea de interconexión, todas las Transacciones programadas se eliminan y todo intercambio que se dé en dicho período de mercado, será liquidado entre ambos OS&M y será valorizado al correspondiente precio de conciliación.

A continuación se detalla la formulación matemática para valorizar las Desviaciones por Fallas Severas:

Falla en el Sistema Exportador



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

Precio Sust_B: Precio de Sustitución del País B [US\$/MWh]

MO_{fi}: Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]

MO_{fj}: Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]

MO_{fPRM}: Medición Oficial Promedio [MWh]

MO_{fFAB}: Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]

IP: Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]

KMa: Longitud de la línea de la subestación i a la frontera FAB

KMb: Longitud de la línea de la subestación j a la frontera FAB

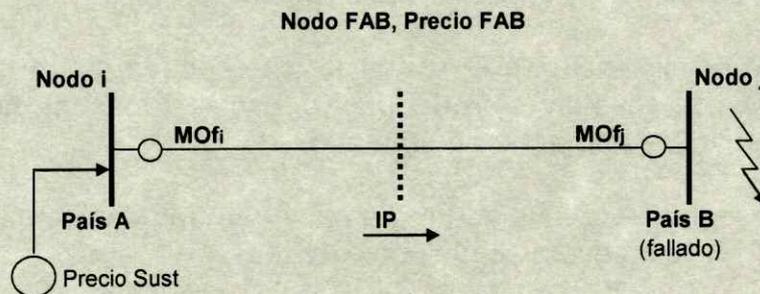
i) IP > MO_{fFAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Exportador	Energía de Compensación i [MWh] = 0 (cero) Compensación Monetaria i [US\$] = Precio Sust _B * (IP - MO _{fFAB})
Abono al OS&M Importador	Energía de Compensación j [MWh] = 0 (cero) Compensación Monetaria j [US\$] = Precio Sust _B * (IP - MO _{fFAB})

ii) IP < MO_{fFAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Exportador	Compensación i [MWh] = MO _{fFAB} - IP Compensación i [US\$] = 0 (cero)
Abono al OS&M Importador	Compensación j [MWh] = MO _{fFAB} - IP Compensación j [US\$] = 0 (cero)

Falla en el Sistema Importador



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

Precio Sust_A: Precio de Sustitución del País A [US\$/MWh]

Precio FAB: Precio de Conciliación Horario [US\$/MWh]

MO_{fi}: Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]

MO_{fj}: Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]

MO_{PRM}: Medición Oficial Promedio [MWh]

MO_{FAB}: Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]

IP: Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]

KM_a: Longitud de la línea de la subestación i a la frontera FAB

KM_b: Longitud de la línea de la subestación j a la frontera FAB

iii) IP < MO_{FAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Importador	Compensación j [MWh] = MO _{FAB} - IP Compensación j [US\$] = Precio Sust _A * (MO _{FAB} - IP)
Abono al OS&M Exportador	Compensación i [MWh] = MO _{FAB} - IP Compensación i [US\$] = Precio Sust _A * (MO _{FAB} - IP)

iv) IP > MO_{FAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Importador	Compensación j [MWh] = 0 (cero) Compensación j [US\$] = Precio FAB * (MO _{FAB} - IP)

Abono al OS&M Exportador	Compensación i [MWh] = 0 (cero) Compensación i [US\$] = Precio FAB * (MO _{FAB} - IP)
--------------------------	--

8.3 PROGRAMA DE ASISTENCIA EN EMERGENCIA

El Programa de Asistencia en Emergencia corresponde a **Transacciones** de energía no consideradas en el **Predespacho**. Estas **Transacciones** de energía se superponen al **Predespacho** programado.

Las desviaciones sobre el nuevo programa, serán tratadas como desviaciones de control, falla leve o severa según sea el caso.

8.4 DOCUMENTO DE CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES INTERNACIONALES (DCTI)

Con base en la información resultante de la conciliación de todas las **Transacciones** comerciales que realizan los **Agentes**, los **OS&M** elaborarán el DCTI que servirá de soporte para facturar y liquidar los pagos y cobros entre los **Agentes**, así como los cargos y abonos derivados de las desviaciones al programa de despacho. El DCTI será elaborado para cada período de facturación y contendrá la siguiente información:

- a) Conciliación de energía de las **Transacciones** de Oportunidad Programadas y **Transacciones** de Asistencia en Emergencia;
- b) Conciliación de energía de las **Transacciones** por contratos;
- c) Conciliación por Desviaciones al programa de despacho;
- d) Conciliación de los cargos por servicios de transmisión;
- e) Ajustes de conciliaciones de meses anteriores, adjuntando la documentación de soporte

Los **OS&M** intercambiarán, en un plazo máximo de once (11) días hábiles después de finalizar el período de facturación, el DCTI con el detalle de las **Transacciones** conciliadas para cada **Agente**.



Los **OS&M** incluirán en el DCTI la información soporte de las conciliaciones, detallando para cada período de mercado y **Agente** los resultados obtenidos para cada concepto.

9. FACTURACION Y LIQUIDACION

9.1 FACTURACION: DOCUMENTOS DE COBRO Y PAGO

Cada **OS&M** deberá emitir en un plazo máximo de quince (15) días hábiles después de finalizado el período de facturación (mes calendario), los documentos de cobro y los documentos de pago correspondientes al período de facturación respectivo.

9.2 CALENDARIO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION Y LIQUIDACION

Antes del último día hábil de cada mes, los **OS&M** se intercambiarán el calendario de facturación y liquidación del período siguiente, de acuerdo a los días hábiles comunes en ambos países, el cual contendrá la programación de las actividades que se describen a continuación:

Actividad No. 1:
INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN COMERCIAL Y ECONOMICA DEL MES
Duración: 3 días hábiles después de finalizado el mes de liquidación

Los **OS&M** intercambiarán por medio de correo electrónico o en su defecto vía fax, la siguiente información:

- a) Lecturas de los equipos de la medición oficial de la interconexión del período anterior;
- b) Informe de las fallas que hayan afectado los intercambios en la interconexión, según los reportes de los **OS&M**;
- c) Reportes de **Transacciones de Emergencia** o asistencia, según los reportes de los **OS&M**.

Actividad No. 2:
INTERCAMBIO DE PRECIOS DEFINITIVOS

Duración: 10 días calendario después de finalizado el mes de liquidación

Los precios definitivos en cada nodo de la interconexión para obtener el precio de conciliación, los precios de sustitución y en su caso los precios de Asistencia en Emergencia.

Actividad No. 3:

CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES Y DESVIACIONES EN LA INTERCONEXION

Duración: 8 días hábiles (posteriores a la actividad 1)

Los **OS&M** revisarán la información intercambiada y prepararán el Documento de Conciliación de **Transacciones** Internacionales (DCTI), que deberá incluir al menos lo siguiente:

- a) El detalle horario de las **Transacciones** programadas;
- b) La energía neta horaria producto de las desviaciones de control y su valor al precio de conciliación correspondiente;
- c) La energía neta horaria producto de las desviaciones por falla y su valor al precio de conciliación o sustitución correspondiente;
- d) Las **Transacciones de Emergencia** y su valor;
- e) El resultado neto del período producto de todos los valores de las literales anteriores, donde se determine la condición deudora o acreedora de cada **OS&M**;
- f) Los precios horarios de conciliación, sustitución y de **Emergencia** cuando corresponda;
- g) La lectura de la medición oficial de la interconexión;
- h) El listado de las fallas del período que hayan ocasionado desviaciones en los intercambios programados, con el respectivo informe de los **OS&M**;
- i) Los reportes de los **OS&M** sobre las **Transacciones de Emergencia**.
- j) Los cargos por servicios de transmisión.



**Actividad No. 4:
REVISION DE DIFERENCIAS DE CONCILIACIÓN
Duración: 2 días hábiles (posteriores a la actividad 3)**

Si existieran diferencias entre los cálculos de los **OS&M**, éstos dispondrán de dos días adicionales para solventar las diferencias.

Si no existen discrepancias, el DCTI se considerará oficial y se pondrá a disposición de los **Agentes**.

En caso de existir discrepancias no resueltas en esta actividad se procederá de acuerdo a lo establecido en el **Convenio Maestro** entre **CFE** y el **AMM**, para solución de controversias.

**Actividad No. 5:
ELABORACION DE LOS DOCUMENTOS DE COBRO (FACTURACION)
Duración: 2 días hábiles (posteriores a la actividad 4)**

Con base en la información contenida en DCTI, el **OS&M** que resulte con un saldo neto acreedor procederá a la remisión del documento de cobro correspondiente en Dólares, de acuerdo a la cláusula segunda del **Convenio Maestro**.

Si el **OS&M** acreedor no presenta el documento de cobro en el período indicado, el **OS&M** deudor mantendrá dichos fondos hasta que le sea presentado el documento de cobro. En este caso, el **OS&M** acreedor no tendrá derecho a exigir pago de intereses por su retraso en el cobro.

La factura deberá indicar por separado las cantidades adeudadas correspondientes a Desviaciones de Control, Fallas Leves, Fallas Severas, Asistencia en Emergencia por Contingencia y Asistencia en Emergencia por Riesgo de Desabastecimiento, así como el desglose del neteo de cada concepto.

**Actividad No. 6:
TRANSFERENCIA DE FONDOS DE PAGO
Duración: 1 día (posterior a la actividad 5)**

Una vez recibido el documento de cobro, el **OS&M** deudor realizará el pago a más tardar cinco días hábiles después de recibido dicho documento. El pago deberá hacerse a través de transferencia bancaria al banco que cada **OS&M** señale para tal fin. Todos los pagos deberán hacerse en Dólares de los Estados Unidos de América.

Al efectuar el pago, el **OS&M** deudor remitirá a su contraparte copia del comprobante de la transferencia bancaria.

Actividad No. 7:

AJUSTES AL PROCESO DE LIQUIDACIÓN

Duración: 30 días calendario (posteriores a la actividad 6)

Si existieren reclamos de alguno de los **OS&M** después de finalizado el proceso de facturación y liquidación, se dispondrá de 30 días contados a partir del día de liquidación, para efectuar y resolver dicho reclamo, lo cual no lo releva de cumplir con las obligaciones indicadas en el DCTI. De ser válido, se procederá a realizar el ajuste correspondiente en el siguiente período de liquidación.

Los **Agentes** pueden presentar sus reclamos en un plazo no mayor a 5 días hábiles a partir de la publicación del DCTI oficial (el DCTI oficial se publica a más tardar 13 días hábiles después de finalizado el mes de liquidación).

9.3 LIQUIDACIÓN

Los **OS&M** administrarán el sistema de cobranzas de **Transacciones** internacionales a través de una institución bancaria con el siguiente procedimiento:

- El **OS&M** que resulte deudor debe depositar los montos de acuerdo a los documentos de cobro dentro del plazo previsto para ello.
- Dos días después de llevarse a cabo la liquidación, el **OS&M** acreedor verificará los montos depositados por el deudor. El **OS&M** acreedor debe dar instrucciones al Banco para que realice los pagos respectivos abonándole su monto acreedor y efectuando notas de cargo a las transferencias realizados por el **OS&M** deudor.

9.4 GARANTÍAS Y FALTA DE PAGO



Cada OS&M deberá poner a disposición de su contraparte, garantías de pago que aseguren sus compromisos derivados de las Transacciones materia de este Convenio, incluyendo las desviaciones. Esta garantía deberá constituirse, (i) para las Transacciones de Asistencia en Emergencia y desviaciones, dentro de los 30 días posteriores a la firma de este Convenio y, (ii) para otras Transacciones, previamente a la ejecución de cada una de dichas Transacciones.

La garantía deberá ser un instrumento financiero de disponibilidad inmediata en el país acreedor, es decir, la ejecución de la misma se hará efectiva en el instante que se solicite al Banco y deberá mantenerse siempre vigente. El monto de la garantía será por lo menos de quinientos mil dólares (US\$ 500,000.00).

La garantía se hará efectiva si la parte deudora incumple con pagar, en los plazos establecidos, los saldos deudores que se indiquen en los documentos de cobro remitidos por la parte acreedora, de conformidad con lo estipulado en el numeral 9 del Convenio de Coordinación. Si un OS&M ejecuta la garantía de su contraparte, deberá informarlo inmediatamente al OS&M en incumplimiento, y le solicitará que el monto de la garantía sea inmediatamente restituida a su nivel original. Si el monto de la garantía ejecutada resulta insuficiente para cubrir los saldos deudores, el OS&M acreedor requerirá a su contraparte que en adición a lo anterior y de forma inmediata, pague la diferencia.

10. MODIFICACIONES AL PRESENTE CONVENIO DE COORDINACION

Cando alguno de los **OS&M** lo considere necesario, podrá solicitar a su contraparte la revisión del presente convenio, proponiendo las correspondientes modificaciones. Una vez alcanzado un acuerdo se deberá someter al proceso de aprobación que corresponda de cada una de las Partes. Las modificaciones se deberán formalizar por escrito con la firma de los representantes de las **Partes**.

11. Controversias y Arbitraje.

Las Partes reconocen que las disposiciones de la cláusula Decimoséptima del Convenio Maestro son aplicables, también, al presente **Convenio de Coordinación** por lo que renuncian, en la medida permitida por las Leyes Aplicables, a cualquier otra jurisdicción.

Las estipulaciones del Convenio Maestro aplicarán al presente **Convenio de Coordinación** en todo lo que no esté regulado en el presente instrumento.

El presente **Convenio** se firma en _____ ejemplares, el _____ de _____ de 2010.

**COMISIÓN FEDERAL DE
ELECTRICIDAD**

**ADMINISTRADOR DEL MERCADO
MAYORISTA**

Ing Gustavo A. Salvador Torres
Representante Legal CFE

Ing. Fernando Montenegro Castillo
Presidente y Representante Legal
AMM



Revisado en sus aspectos técnicos:

Ing. Germán Hernández González

Lic. Rolando Arturo Portillo Quijada

Jefe Área de Control Oriental

Mandatario General Judicial
Administrativo Con Representación

Las firmas que anteceden, corresponden al Convenio para la Coordinación de la Operación de la Interconexión y la Administración de las Transacciones Comerciales Internacionales Entre Guatemala y México, que celebran Comisión Federal de Electricidad y Administrador del Mercado Mayorista.

CONVENIO ESPECÍFICO PARA (I) VALORIZACIÓN DE ENERGÍA DE DESBALANCE Y (II) TRANSACCIONES DE ENERGÍA PARA ASISTENCIA DE EMERGENCIA (CONVENIO ESPECIFICO), QUE CELEBRAN POR UNA PARTE EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (GUATEMALA), A QUIEN EN LO SUCESIVO SE LE DENOMINARÁ AMM, REPRESENTADO POR EL INGENIERO FERNANDO MONTENEGRO CASTILLO, EN SU CALIDAD DE PRESIDENTE DE JUNTA DIRECTIVA Y POR EL LICENCIADO ROLANDO ARTURO PORTILLO QUIJADA, MANDATARIO GENERAL JUDICIAL ADMINISTRATIVO CON REPRESENTACION DE DICHA ENTIDAD Y POR LA OTRA, LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS (MÉXICO) A QUIEN EN LO SUCESIVO SE LE DENOMINARÁ CFE, REPRESENTADA POR EL SEÑOR GUSTAVO A. SALVADOR TORRES EN SU CALIDAD DE REPRESENTANTE LEGAL, DE CONFORMIDAD CON LAS SIGUIENTES DECLARACIONES Y CLÁUSULAS:

DECLARACIONES:

1. El **Administrador del Mercado Mayorista –AMM-** , como operador del **Sistema Eléctrico y del Mercado de Guatemala**, declara a través de sus representantes que:
 - 1.1 El **Ingeniero Fernando Montenegro Castillo**, es Presidente de la Junta Directiva, lo que acredita con certificación del punto de acta de la sesión

celebrada el diecinueve (19) de julio de dos mil diez (2010), mediante la cual se hace constar su nombramiento como tal y de conformidad con el artículo veinticuatro (24) del Acuerdo Gubernativo número doscientos noventa y nueve guión noventa y ocho (299-98) y sus reformas, se le asigna la representación legal del Administrador del Mercado Mayorista; y que el **Licenciado Rolando Arturo Portillo Quijada**, actúa en calidad de Mandatario General Judicial y Administrativo con representación del Administrador del Mercado Mayorista, calidad que acredita con la fotocopia simple del Testimonio de la Escritura Pública número cuarenta y cinco (45), autorizada en esta ciudad el diecinueve (19) de noviembre del dos mil dos (2002), por el notario José Miguel de la Vega Izeppi, el cual se encuentra debidamente inscrito en la Dirección del Archivo General de Protocolos, Registro de Poderes, con el número setecientos cincuenta y dos mil ciento ochenta y siete, de fecha diez (10) de septiembre del dos mil tres (2003) y por delegación expresa de Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con lo establecido en el Acta Número ochocientos ochenta y dos (882), de la sesión celebrada por Junta Directiva el trece (13) de julio de dos mil diez; quienes cuentan con facultades suficientes para comparecer en este acto.

1.3 Tiene su domicilio en Diagonal seis (6), diez guión sesenta y cinco (10-65) zona diez (10) de la ciudad de Guatemala, mismo que señala por todos los efectos legales de este Convenio Específico.

2. **La Comisión Federal de Electricidad** a través del titular del Centro Nacional de Control de Energía como Operador del Sistema Eléctrico Nacional de México declara que:

2.1 Su representante es el Ingeniero Gustavo A. Salvador Torres, en su calidad de Subdirector del CENACE, quien cuenta con facultades legales que no le han sido limitadas o revocadas a la fecha para representarla en este acto, como consta en la escritura pública no. 30742 de fecha 29 de enero de 2003 otorgada ante el Lic. Conrado Zuckermann Ponce, Notario Público no.105 con residencia en Naucalpan de Juárez, Estado de México.

2.2 Tiene su domicilio en Don Manuelito #32 Col. Olivar de los Padres, C.P.01780 Del. Álvaro Obregón en Ciudad de México, Distrito Federal, mismo que señala para los efectos legales de este Convenio Específico.

2.3 En lo que respecta a las Transacciones de Energía que se produzcan al amparo de este Convenio Específico, se fundamentan en los artículos



ciento treinta y cuatro (134) Constitucional; 9-III de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y 7° del Reglamento de dicha Ley.

3. DECLARAN AMBAS PARTES QUE:

- 3.1 Se reconocen recíprocamente la personalidad con que comparecen en virtud de estar facultados para suscribir el presente Convenio Específico.
- 3.2 Con fecha 2 de junio del 2003 firmaron el *Convenio Maestro para la Coordinación de la Operación de la Interconexión y la Administración de las Transacciones Internacionales* (Convenio Maestro), cuyo objeto es establecer los términos y condiciones de acuerdo con los cuales las Partes realizarán la operación interconectada de sus sistemas eléctricos así como establecer los términos y condiciones que las partes observarán para la administración de las Transacciones de productos y servicios, las cuales se ejecutarán bajo las condiciones generales que se prevén en dicho Convenio y las condiciones particulares que acuerden las Partes en los Convenios específicos para la administración de las diferentes Transacciones.
- 3.3 Con fecha X de X de 2010 firmaron el *Convenio Para La Coordinación De La Operación De La Interconexión Y La Administración De Las Transacciones Comerciales Internacionales Entre Guatemala Y México* (Convenio De Coordinación), cuyo objeto es establecer los procedimientos operativos y requisitos técnicos para la operación de la Interconexión así como los procedimientos operativos necesarios para la administración de las Transacciones.
- 3.4 Es su voluntad celebrar un compromiso para (i) Valorización de Energía de Desbalance y (ii) Transacciones de energía para Asistencia de Emergencia el cual formalizarán mediante este Convenio Específico. Consienten asimismo que dicho Convenio Específico se establece al amparo del Convenio Maestro mencionado en la declaración 3.2 anterior, para lo cual se dan por reproducidas y válidas las cláusulas, declaraciones y definiciones establecidas en el Convenio Maestro y en el Convenio de Coordinación, en consecuencia, identifican, expresamente, este Convenio Específico como un documento referido en el citado Convenio Maestro.

3.5 En lo sucesivo, el AMM y CFE también podrán ser denominados individualmente como Parte o conjuntamente como Partes.

Expuesto lo anterior, las Partes otorgan las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA: Objeto:

El Objeto del presente Convenio Específico es establecer los términos y condiciones de acuerdo con las cuales las Partes podrán valorizar las desviaciones del predespacho, la energía para Asistencia de Emergencia y las desviaciones del programa de Asistencia de Emergencia, para su liquidación.

SEGUNDA: Vigencia.

1. Este Convenio Específico entrará en vigencia a partir de la fecha de suscripción hasta el 30 de abril del 2011 y puede ser modificado por acuerdo entre las partes de conformidad con lo establecido en la cláusula decimotercera de este Convenio. Al término de su vigencia, el mismo se tendrá por prorrogado, automáticamente, por periodos anuales y sucesivos, contados a partir del día siguiente de la fecha de su vencimiento. Cualquiera de las partes podrá dar por terminado el Convenio Específico mediante un aviso escrito a la otra parte, con un mínimo de seis meses de anticipación a la fecha de su vencimiento, que es el 30 de abril de cada año.

TERCERA: Glosario y Estipulaciones

Para los efectos de una mejor comprensión de la terminología empleada en este Convenio Específico, se adiciona el siguiente glosario de términos y acrónimos, a las definiciones contenidas en la cláusula segunda del Convenio Maestro y a las contenidas en el Convenio de Coordinación. Los términos se usarán indistintamente en singular o en plural y se escribirán con inicial mayúscula:

Transacciones de asistencia en emergencia por contingencia

Si un sistema sufre una contingencia y su OS&M determina que no tiene la capacidad de restablecer la condición normal con los medios que tiene disponible, podrá solicitar a través del medio de comunicación más rápido del

que disponga, la Asistencia en Emergencia del otro sistema. Si este sistema posee los recursos para brindar la asistencia, deberá ejecutar las acciones necesarias para entregarla lo antes posible. El OS&M solicitante deberá confirmar vía fax o cualquier otro medio electrónico, su requerimiento de asistencia en un plazo no mayor a 2 horas luego de iniciada la transacción de asistencia.

Transacciones de asistencia en emergencia por riesgo de desabastecimiento

Cuando un OS&M conozca de antemano la necesidad de requerir energía de Asistencia en Emergencia del otro sistema, la solicitud de asistencia debe presentarse con suficiente anticipación, incluyendo por lo menos la potencia y período de la transacción. Esto permitirá que el OS&M del sistema que brindará la asistencia realice el Redespacho correspondiente.

Energía de Conciliación: Es la energía asociada a las desviaciones de control o fallas leves.

Energía de Falla: Es la energía asociada a las desviaciones por falla severa.

CUARTA: Bases para la determinación de las contraprestaciones.

4.1 Precios

Los precios para llevar a cabo la conciliación de las Transacciones serán: el precio de conciliación, el precio de sustitución, el precio de Asistencia en Emergencia por Contingencia y el precio de Asistencia en Emergencia por Desabastecimiento. Estos precios podrán ser modificados y acordados mediante una adenda entre las Partes con un mes de anticipación a su aplicación.

4.1.1 El precio de conciliación para ambas partes será:

$$PCh = CTCPISh$$

Donde:

PCh = Precio de conciliación en US Dlls/MWh para la hora h.

CTCPISh = Costos Totales de Corto Plazo Incurridos del nodo Sureste en US Dlls/MWh para la hora h.

La factura se realizará con base en los Costos Totales de Corto Plazo Incurridos del nodo Sureste (CTCPISh) publicados en la siguiente

dirección electrónica:

<http://www.cfe.gob.mx/Aplicaciones/OTROS/costostotales/ConsultaArchivoBalance.aspx>

El tipo de cambio a utilizar será el publicado por el Banco de México dentro de los tipos de cambio diarios para solventar obligaciones denominadas en dólares a la fecha de liquidación, el cual estará disponible en la siguiente dirección electrónica:

<http://www.banxico.org.mx/sistema-financiero/estadisticas/mercado-cambiario/tipos-cambio.html>

Para el caso de que las citadas páginas dejaran de aparecer, las Partes convendrán cuales serían las publicaciones o fuentes de información sustitutas.

4.1.2 El precio de sustitución será el precio en que se incurra para suplir la diferencia entre una transacción programada y el flujo real, cuando ocurre una falla severa.

4.1.2.1 El precio de sustitución que CFE aplicará al AMM será:

$$PSust_h = CTCPISh * 1.20$$

Donde:

$PSust_h$ = Precio de sustitución en US Dlls/MWh para la hora h.

4.1.2.2 El precio de sustitución que AMM aplicará a CFE será:

$$PSust_h = POE_{LBRh} + CS$$

Donde:

POE: Precio de Oportunidad de la Energía o Precio Spot del Mercado Mayorista de Guatemala.

CS = Cargos por Servicios, expresado en US Dlls/MWh. Estos cargos se integran con el Precio de Referencia de la Potencia en una hora, más los cargos por servicios complementarios.

El precio de sustitución que el AMM aplicará es el publicado en la

siguiente dirección electrónica:

<http://www.amm.org.gt>

4.1.3 Precios de Asistencia en Emergencia por Contingencia

4.1.3.1 El precio de Asistencia en Emergencia por Contingencia que CFE aplicará al AMM será:

$$PEmC_h = CTCPISh * 1.15$$

Donde:

$PEmC_h$ = Precio de Asistencia en Emergencia por Contingencia en US Dlls/MWh para la hora h.

4.1.3.2 El precio de Asistencia en Emergencia por Contingencia que AMM aplicará a CFE será el que informe el AMM en el momento en que se solicita.

4.1.4 El Precio de Asistencia en Emergencia por Desabastecimiento será el que informe el OS&M que suministre la energía de Asistencia, en el momento en que se solicita. La parte solicitante confirmará su requerimiento de asistencia, en función del precio informado por la parte que proveerá la energía de Asistencia.

4.2 Desviaciones de Control y Fallas Leves

Las desviaciones de control y fallas leves serán aquellas resultantes de la diferencia entre la medición oficial neta del intercambio y el intercambio neto programado y que no califican como falla severa.

La desviación de control de energía no deberá exceder un rango de ± 15 MWh en cada **Intervalo de Mercado** y la desviación de control de potencia no deberá exceder un rango de ± 70 MW. Estas desviaciones podrán ser compensadas dentro de la misma hora del mismo día. La asignación interna del resultado económico de estas desviaciones en cada país, se hará conforme a su normativa vigente.

4.3 Desviaciones por Fallas

Las fallas en los sistemas interconectados se clasifican de la siguiente manera:

a) Falla Leve: Se refiere a desviaciones que excedan los límites de desviaciones de control, pero sin poner en **Emergencia** a ninguno de los sistemas. Estas desviaciones podrán ser compensadas dentro de la misma hora (mismo día)

b) Falla Severa: Se refiere a las contingencias que provocan la actuación del esquema de corte de carga por baja frecuencia en alguno de los sistemas de México o Guatemala o cuando una de las partes declare que está en una condición de Emergencia por tener una contingencia en su sistema, provocando una desviación del intercambio programado.

4.3.1 Desviaciones por fallas severas

Las desviaciones por fallas severas son causadas por contingencias que provocan la actuación del esquema de corte de carga por baja frecuencia en alguno de los sistemas de México o Guatemala o cuando una de las partes declare que está en una condición de Emergencia por tener una contingencia en su sistema, provocando una desviación del intercambio programado.

Para la conciliación de las desviaciones por fallas severas, no se considerará el costo asociado a la desconexión de carga por la actuación del esquema de desconexión automática por baja frecuencia.

4.4 Valorización de Desviaciones de Control que tengan como resultado transferencias involuntarias de energía.

Estas desviaciones de control serán consideradas como compra o venta, según corresponda y serán valorizadas al precio de conciliación correspondiente, así:

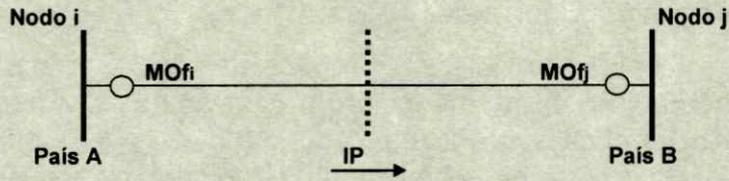
a) A la desviación de control que se inyecte en la línea de interconexión le corresponde un crédito igual a valorizar la energía al precio de conciliación.

b) A la desviación de control que se retire en la línea de interconexión le corresponde un débito igual a valorizar la energía al precio de conciliación.

A continuación se detalla la formulación matemática para valorizar las Desviaciones de Control:



Nodo FAB, Precio FAB



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

- Precio FAB: PCh= Precio de Conciliación Horario [US\$/MWh]
- MO_{fi}: Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- MO_{fj}: Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO_{FAB}: Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
- IP: Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KM_a: Longitud de la línea de la subestación i a la frontera FAB
- KM_b: Longitud de la línea de la subestación j a la frontera FAB

Operación	Fórmula
Desviación OS&M Exportador	Desviación de Control [MWh] = IP - MO _{FAB} Valoración de la Desviación [US\$] = PCh * (IP - MO _{FAB})
Desviación OS&M Importador	Desviación de Control [MWh] = MO _{FAB} - IP Valoración de la Desviación [US\$] = PCh * (MO _{FAB} - IP)

[+]: Cargo [-]: Abono

El uso de la medición FAB hace que los dos sistemas interconectados compartan la pérdida de la línea de interconexión

4.5 Valorización de las desviaciones por fallas leves

Las desviaciones por fallas leves serán valoradas de la misma forma que los desvíos de control.

4.6 Valorización de las desviaciones por fallas severas

La parte que provocó la falla severa será el responsable de su liquidación conforme los siguientes casos:

4.6.1 Cuando la falla es en el sistema de la parte exportadora y el intercambio neto es menor de lo programado: La parte exportadora paga una compensación a la parte importadora, por la diferencia entre el flujo real y la transacción programada, al precio de sustitución en que éste incurrió para suplir esta diferencia

4.6.2 Cuando la falla es en el sistema exportador y el intercambio neto es mayor de lo programado, las Transacciones no se alteran y la energía en exceso no se devolverá, quedando a favor del sistema importador a título de indemnización.

4.6.3 Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es menor de lo programado: Las Transacciones programadas no se alteran y los Agentes del sistema importador deberán pagar conforme las Transacciones programadas. En este caso, el pago de la energía no entregada se considerará como una indemnización a favor del sistema sin falla.

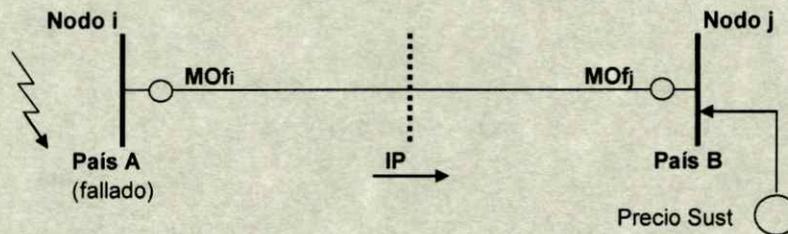
4.6.4 Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es mayor de lo programado, el OS&M del sistema importador deberá compensar por la energía neta en exceso del intercambio programado; la valorización de la desviación será tratada de acuerdo al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia.

Cuando exista cero voltaje en los sistemas de transmisión o apertura de la línea de interconexión, todas las Transacciones programadas se eliminan y todo intercambio que se dé en dicho período de mercado, será liquidado entre ambos OS&M y será valorizado al correspondiente precio de conciliación.

A continuación se detalla la formulación matemática para valorizar las Desviaciones por Fallas Severas:

Falla en el Sistema Exportador

Nodo FAB, Precio FAB



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) \cdot \left(\frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

- Precio Sust_{Bh}: Precio de Sustitución del País B en la hora h [US\$/MWh]
 MO_{fi}: Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
 MO_{fj}: Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
 MO_{fPRM}: Medición Oficial Promedio [MWh]
 MO_{fFAB}: Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
 IP: Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
 KM_a: Longitud de la línea de la subestación i a la frontera FAB
 KM_b: Longitud de la línea de la subestación j a la frontera FAB

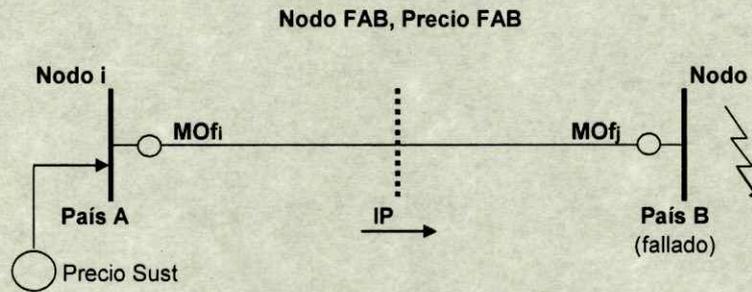
i) IP > MO_{fFAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Exportador	Energía de Compensación i [MWh] = 0 (cero) Compensación Monetaria i [US\$] = PSust _{Bh} * (IP - MO _{fFAB})
Abono al OS&M Importador	Energía de Compensación j [MWh] = 0 (cero) Compensación Monetaria j [US\$] = PSust _{Bh} * (IP - MO _{fFAB})

ii) IP < MO_{fFAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Exportador	Compensación i [MWh] = MO _{fFAB} - IP Compensación i [US\$] = 0 (cero)
Abono al OS&M Importador	Compensación j [MWh] = MO _{fFAB} - IP Compensación j [US\$] = 0 (cero)

Falla en el Sistema Importador



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KMa}{KMa + KMb} \right) \right]$$

Donde,

Precio Sust _{Ah} :	Precio de Sustitución del País A en la hora h [US\$/MWh]
Precio FAB:	Precio de Conciliación Horario [US\$/MWh]
MO _{fi} :	Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
MO _{fj} :	Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
MO _{fPRM} :	Medición Oficial Promedio [MWh]
MO _{fFAB} :	Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
IP:	Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
KMa:	Longitud de la línea de la subestación i a la frontera FAB
KMb:	Longitud de la línea de la subestación j a la frontera FAB

iii) IP < MO_{fFAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Importador	Compensación j [MWh] = MO _{fFAB} - IP Compensación j [US\$] = PSust _{Ah} * (MO _{fFAB} - IP)
Abono al OS&M Exportador	Compensación i [MWh] = MO _{fFAB} - IP Compensación i [US\$] = PSust _{Ah} * (MO _{fFAB} - IP)

iv) IP > MO_{fFAB}

Operación	Fórmula
Cargo al OS&M Importador	Compensación j [MWh] = 0 (cero) Compensación j [US\$] = Precio FAB * (MO _{fFAB} - IP)



Abono al OS&M Exportador	Compensación i [MWh] = 0 (cero) Compensación i [US\$] = Precio FAB* (MO _{FAB} - IP)
-----------------------------	---

4.7 Desviaciones en el programa de asistencia en emergencia

El Programa de Asistencia en Emergencia corresponde a Transacciones de energía no consideradas en el Predespacho. Estas Transacciones de energía se superponen al Predespacho programado.

Las desviaciones sobre el nuevo programa, serán tratadas como desviaciones de control, falla leve o severa según sea el caso.

4.8 Energía para Asistencia en Emergencia

4.9.1 Asistencia en Emergencia por contingencia

Si un sistema sufre una contingencia y su OS&M determina que no tiene la capacidad de restablecer la condición normal con los medios que tiene disponible, podrá solicitar a través del medio de comunicación más rápido del que disponga, la Asistencia en Emergencia del otro sistema. Si éste sistema posee los recursos y disponibilidad para brindar la asistencia, deberá ejecutar las acciones necesarias para entregarla lo antes posible. El OS&M solicitante deberá confirmar vía fax o cualquier otro medio electrónico, su requerimiento de asistencia en un plazo no mayor a 2 horas luego de iniciada la transacción de asistencia.

4.9.2 Asistencia en Emergencia por riesgo de desabastecimiento

Cuando un OS&M conozca de antemano la necesidad de requerir energía de Asistencia en Emergencia del otro sistema, la solicitud de asistencia debe presentarse al menos con cuatro horas de anticipación, incluyendo por lo menos la potencia y período de la transacción. Esto permitirá que el OS&M del sistema que brindará la asistencia realice el Redespacho correspondiente.

4.9.3 Condiciones de la energía de Asistencia en Emergencia

El requerimiento de asistencia en emergencia por contingencia deberá indicar el inicio y fin de dicha transacción, cuya duración no deberá exceder 3 horas.

QUINTA: Facturación y Pago.

- 5.1 La facturación y los pagos correspondientes a la Energía de Desbalance y a la Asistencia en Emergencia se harán de acuerdo a lo establecido en el numeral 9 del Convenio de Coordinación mencionado en la declaración 3.3 de este Convenio Específico.
- 5.2 Las Partes se comprometen a emitir en un plazo máximo de quince (15) días hábiles después de finalizado el período de facturación (mes calendario), los documentos de cobro correspondientes al período de facturación respectivo.
- 5.3 Una vez recibido el documento de cobro, la Parte deudora realizará el pago a más tardar cinco días hábiles después de recibido dicho documento. El pago deberá hacerse a través de transferencia bancaria al banco que la Parte acreedora señale para tal fin. Todos los pagos deberán hacerse en Dólares de los Estados Unidos de América.

Al efectuar el pago, la Parte deudora remitirá a la Parte acreedora copia del comprobante de la transferencia bancaria.

SEXTA: Punto de Entrega para la energía de Asistencia en Emergencia: La Entrega de la Potencia y Energía eléctrica será en el punto en el que las líneas de interconexión que unen los sistemas de las **Partes**, cruzan la frontera internacional entre los Estados Unidos Mexicanos y Guatemala.

$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[(MO_{fi} - MO_{fj}) * \left(\frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

MO_{fi}: Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh] (Nodo Exportador)
 MO_{fj}: Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh] (Nodo Importador)
 MO_{FAB}: Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
 KM_a: Distancia de la subestación i a la frontera FAB
 KM_b: Distancia de la subestación j a la frontera FAB

SÉPTIMA: Medición: La medición se realizará en la Subestación Tapachula Potencia de CFE (México) y en la Subestación los Brillantes (Guatemala).

OCTAVA: Representantes Autorizados.

La designación y funciones encomendadas a los Representantes Autorizados que contribuyen al desarrollo de los aspectos operativos derivados de este Convenio Específico, se harán de acuerdo a la Cláusula Novena del Convenio Maestro.

NOVENA: Responsabilidades.

Las Partes acuerdan que todo lo concerniente a la responsabilidad derivada de este Convenio Específico, se hará de conformidad con lo estipulado en la Cláusula Decimosegunda del Convenio Maestro.

DECIMA: Garantía.

Cada OS&M deberá poner a disposición de su contraparte, garantías de pago que aseguren sus compromisos derivados de las Transacciones materia de este Convenio, incluyendo las desviaciones. Esta garantía deberá constituirse, (i) para las Transacciones de Asistencia en Emergencia y desviaciones, dentro de los 30 días posteriores a la firma de este Convenio y, (ii) para otras Transacciones, previamente a la ejecución de cada una de dichas Transacciones.

La garantía deberá ser un instrumento financiero de disponibilidad inmediata en el país acreedor, es decir, la ejecución de la misma se hará efectiva en el instante que se solicite al Banco y deberá mantenerse siempre vigente. El monto de la garantía será por lo menos de quinientos mil dólares (US\$ 500,000.00).

La garantía se hará efectiva si la parte deudora incumple con pagar, en los plazos establecidos, los saldos deudores que se indiquen en los documentos de cobro remitidos por la parte acreedora, de conformidad con lo estipulado en el numeral 9 del Convenio de Coordinación. Si un OS&M ejecuta la garantía de su contraparte, deberá informarlo inmediatamente al OS&M en incumplimiento, y le solicitará que el monto de la garantía sea inmediatamente restituida a su nivel original. Si el monto de la garantía ejecutada resulta insuficiente para cubrir los saldos deudores, el OS&M acreedor requerirá a su contraparte que en adición a lo anterior y de forma inmediata, pague la diferencia.

DECIMOPRIMERA: Rescisión y Terminación.

Las Partes podrán rescindir el presente Convenio Específico por las causas que se establecen en la cláusula CUARTA del Convenio Maestro.

DECIMOSEGUNDA: Impuestos

Los impuestos y derechos legalmente exigibles que se causen como consecuencia de lo estipulado en el presente Convenio Específico se harán de acuerdo a lo establecido en la cláusula decimosexta del Convenio Maestro mencionado en la declaración 3.2 de este Convenio Específico.

DECIMOTERCERA: Modificaciones al presente Convenio Específico

Cuando alguno de las Partes lo considere necesario, podrá solicitar a su contraparte la revisión del presente Convenio Específico, proponiendo las correspondientes modificaciones. Una vez alcanzado un acuerdo se deberá someter al proceso de aprobación que corresponda a cada una de las Partes. Las modificaciones se deberán formalizar por escrito con la firma de los representantes de las Partes.

DECIMOCUARTA: Generalidades.

En el caso de que este instrumento sea terminado, las obligaciones pendientes de pago de cualquiera de las Partes subsistirán hasta que tales obligaciones hayan sido totalmente satisfechas.

DECIMOQUINTA: Controversias y Arbitraje.

Las Partes reconocen que las disposiciones de la cláusula Decimoséptima del Convenio Maestro son aplicables, también, al presente Convenio Específico por lo que renuncian, en la medida permitida por las Leyes Aplicables, a cualquier otra jurisdicción.

Las estipulaciones del Convenio Maestro y del Convenio de Coordinación aplicarán a las operaciones del presente instrumento en todo lo que no esté regulado en el presente instrumento.



El presente instrumento se firma en dos ejemplares en español el día ____ de ____ de 2010 en la ciudad de _____.

**COMISIÓN FEDERAL DE
ELECTRICIDAD**

Administrador del Mercado Mayorista

Ing. Gustavo A. Salvador Torres
Representante Legal CFE

Ing. Fernando Montenegro Castillo
Presidente y Representante Legal AMM

Lic. Rolando Arturo Portillo Quijada
Mandatario General Judicial
Administrativo Con Representación
AMM

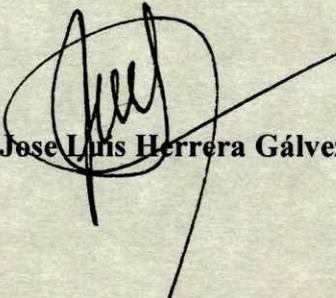
II) Se instruye a la Administración remitir los Convenios que se aprueban mediante la presente resolución a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, solicitando que en atención a lo indicado en la Providencia DMM-31-2009, GJ-Providencia-6321, sean aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previo a suscribirlos con la entidad mencionada. **III)**

Instruir a la Administración, informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que la Empresa de Comercialización de Energía del INDE -ECOEF-, mediante oficio O-900-589-1020-ECOEF, informó que a partir del 31 de agosto a las 23:59 horas, no importará energía desde México a través de un cuarto contrato transitorio y que *“... el Instituto Nacional de Energía Eléctrica -INDE-, Empresa de Comercialización de Energía -ECOEF- o Empresa de Generación de Energía -EGEF- no se hacen responsables de los flujos de energía netos de intercambio entre Guatemala y México, de la energía inadvertida que fluya por la interconexión Guatemala-México y/o de los cargos o sobrecostos que este flujo origine...”*. Asimismo, informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que la Comisión Federal de Electricidad -CFE-, informó que debido a que el INDE ha considerado no firmar un cuarto contrato de compraventa de energía en periodo transitorio y que además ha notificado que a partir del 31 del presente mes a las 23:59 horas no se hacen responsables de la energía o energía inadvertida que fluya por la interconexión y/o de los sobrecostos que este flujo origine, CFE procederá a abrir el enlace Guatemala-México a partir de las 00:00 horas del día 01 de septiembre del 2010, hasta tener debidamente firmados todos los instrumentos necesarios para poder usar el enlace de manera comercial. Adicionalmente a lo manifestado por CFE, informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que los instrumentos a que hace referencia, son los que permitirían conciliar y liquidar los cargos derivados



de las energías inadvertidas que fluyan por el interconector, de manera que mientras no se cuente con dichos instrumentos, no habrá transacciones entre México y Guatemala, cargos aplicables al país, al Mercado Mayorista o a Agente alguno. **IV)** En cuanto a la consulta de la Comisión Federal de Electricidad -CFE-, sobre la solicitud de algunas empresas de que se les entregue copia del borrador del Convenio de Coordinación entre CFE y el AMM, se instruye a la Administración informar a Comisión Federal de Electricidad, que el AMM considera que no sería conveniente dar a conocer dicho documento, debido a que aún no se ha completado su proceso de aprobación. **V)** Confirmar el criterio aplicado por el AMM para atender las oscilaciones en el Sistema Eléctrico, tal como fuera informado. **VI)** Esta resolución fue aprobada con el voto favorable de nueve miembros de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. **RESOLUCIÓN DE EFECTO INMEDIATO 893-01”.**

Y para los efectos correspondientes y para remitir a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se extiende la presente certificación impresa en treinta y cinco hojas de papel membretado del Administrador del Mercado Mayorista, en su lado anverso y reverso, y esta última solo en su lado anverso, el dieciséis de septiembre de dos mil diez.


Ing. Jose Luis Herrera Gálvez

/kch.
Cc: File.

