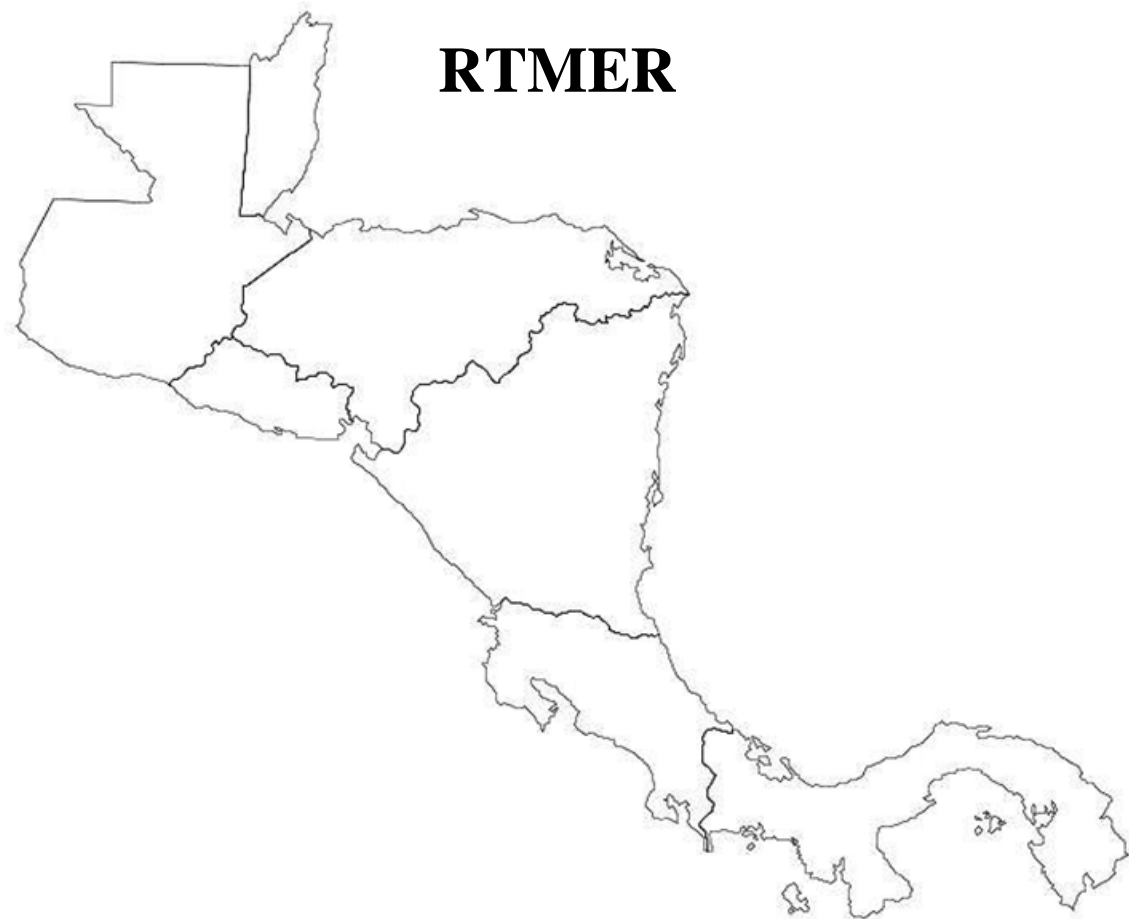


REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL



Resolución CRIE-01-2002

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE -

Resolución CRIE-01-2002

CONSIDERANDO

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece en su artículo 19 que "La CRIE es el ente regulador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes. Su domicilio estará situado en uno de los países de América Central, a definir por los Gobiernos. Su duración es la del Tratado".

CONSIDERANDO

Que el artículo 23, inciso a) establece que " Las facultades de la CRIE son, entre otras: a- Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. ..." por lo que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- ha de dictar la normativa que regulen el Mercado Eléctrico de América Central, normativa que deberá de emitirse de manera transitoria en vista de que se está consolidando dicho mercado, a través del cierre de la línea Honduras - El Salvador.

CONSIDERANDO

Que los artículos 26 y 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establecen que " El EOR es el ente operador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes, su domicilio estará situado en uno de los países de América Central a denifnr por los Gobiernos y su duración es la de este Tratado" y " Los principales objetivos y funciones del EOR son : a- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional. ... ", y que el Ente Operador Regional, EOR, a través de su Presidente, con fecha 22 de julio de 2002, sometió para su aprobación, a CRIE el proyecto de Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO

Que la CRIE después de haber hecho los análisis técnicos necesarios e introducir las modificaciones que estimó pertinentes, luego de las consultas con el EOR y otras entidades relacionadas con el tema, ha definido la versión final del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.

POR TANTO

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, en uso de las facultades conferidas por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en los artículos 22 a, 23 a ,23 d y 23 e.

RESUELVE:

I.

Aprobar el siguiente **Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional**, así:

REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL (MER)

INDICE

INTRODUCCIÓN	8
PRINCIPIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DEL REGLAMENTO TRANSITORIO	8
VIGENCIA DEL REGLAMENTO	10
1 GLOSARIO.....	11
1.1 Definiciones	11

1.2	Nomenclaturas	25
2	BASE DE DATOS REGIONAL	26
2.1	Objeto	26
2.2	Requerimientos	26
2.2.1	<i>Base de Datos</i>	26
2.2.2	<i>Actualización</i>	28
3	SERVICIOS AUXILIARES REGIONALES, CRITERIOS Y PARAMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVA Y SU VERIFICACIÓN.....	29
3.1	Objeto	29
3.2	Requerimientos para la Regulación secundaria de frecuencia.....	29
3.2.1	<i>Requerimientos</i>	29
3.2.2	<i>Monitoreo de desempeño</i>	30
3.3	Requerimiento para el Suministro de Potencia Reactiva.....	30
3.3.1	<i>Coordinación y programación de la tensión</i>	30
3.3.2	<i>Reservas de reactivo</i>	30
3.4	Requerimientos para Regulación Primaria de Frecuencia.....	31
3.4.1	<i>Requerimientos</i>	31
3.4.2	<i>Verificación de desempeño</i>	31
3.5	Requerimientos para Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (dacf)	31
3.5.1	<i>Requerimientos</i>	31
3.5.2	<i>Provisión</i>	32
3.5.3	<i>Verificación de desempeño</i>	32
3.6	Métodos de Medición de Desempeño e incumplimientos	32
3.6.1	<i>Regulación Secundaria de Frecuencia bajo AGC</i>	32
3.6.2	<i>Reserva Rodante</i>	34
3.6.3	<i>Suministro de Potencia Reactiva</i>	34
3.6.4	<i>Regulación Primaria de Frecuencia</i>	35
3.6.5	<i>Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia</i>	36
4	INFORMES Y ANÁLISIS DE PERTURBACIONES QUE AFECTEN AL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL.....	38
4.1	Introducción	38
4.2	Responsabilidades de los Operadores del Sistema.....	39
4.3	Información a Registrar.....	40
4.4	Análisis de Perturbaciones.....	42

4.5	Acciones.....	45
5	OPERACIÓN TÉCNICA DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....	48
5.1	Objeto	48
5.2	Principios operativos.....	48
5.3	Procedimientos Operativos e Intercambio de Información	48
5.3.1	<i>Objetivo.....</i>	48
5.3.2	<i>Directivas Generales.....</i>	49
5.3.3	<i>Comunicaciones en el Pre despacho</i>	49
5.3.4	<i>Comunicaciones en Tiempo Real</i>	50
5.3.5	<i>Comunicaciones en la Pos Operación.....</i>	51
5.3.6	<i>Contactos</i>	51
5.3.7	<i>Recursos de Control, Supervisión y Telecomunicación de las Líneas de Interconexión.....</i>	51
5.4	Mantenimiento y Ensayos de los Equipos de las Líneas de Interconexión	52
5.4.1	<i>Consideraciones Generales.....</i>	52
5.4.2	<i>Clasificación de los mantenimientos.....</i>	52
5.4.3	<i>Procedimientos para la Solicitud de mantenimientos</i>	53
5.4.4	<i>Ejecución de los mantenimientos</i>	55
5.5	Coordinación de Maniobras en los Equipos de las líneas de Interconexión.....	56
5.5.1	<i>Objeto.....</i>	56
5.5.2	<i>Coordinación de maniobras</i>	56
6	ESTUDIOS ELÉCTRICOS	58
6.1	Objeto	58
6.2	Manejo de la información	58
6.2.1	<i>Información de Referencia</i>	58
6.2.2	<i>Procedimientos de recolección de datos</i>	59
6.3	Estudios Eléctricos	61
6.4	Actividades	62
6.4.1	<i>Actividades del EOR</i>	62
6.4.2	<i>Actividades de los OS y/o Transmisores.....</i>	62
6.4.3	<i>Actividades de los Agentes.....</i>	63
6.4.4	<i>Característica de los Estudios Eléctricos.....</i>	63
7	ORGANIZACIÓN COMERCIAL DEL MER.....	65
7.1	Objeto	65
	Los reclamos y la resolución de conflictos.	65

7.2	INTERFASES NACIONALES CON RELACION AL REGIONAL	65
7.3	Habilitación de agentes	66
7.4	Productos y Servicios que se comercializan	67
7.5	Sistema de Precios Nodales y pago del servicio de transporte.....	67
7.6	Mercado de Contratos Regional.	68
7.6.1	<i>Características Generales.</i>	68
7.6.2	<i>Administración de contratos:</i>	69
7.7	El Mercado de Oportunidad Regional.....	70
7.7.1	<i>Objetivo y Características Generales.</i>	70
7.8	Desvíos de las transacciones en tiempo real.....	73
7.8.1	<i>Desvíos Técnicos</i>	73
7.8.2	<i>Desvíos en el programa de energía de emergencia</i>	74
7.8.3	<i>Desviaciones por fallas leves.</i>	75
	(Numeral suprimido conforme Resolución N° CRIE -NP-04-2004).....	75
7.8.4	<i>Desviaciones por fallas severas</i>	75
	(Numeral suprimido conforme Resolución N° CRIE -NP-04-2004).....	75
7.9	Redespachos.....	75
8	CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES.....	77
8.1	Alcance.....	77
8.2	Tratamiento de la información.....	77
8.3	Plazos.	78
8.4	Conciliación	78
8.4.1	<i>Valorización de los desvíos de control</i>	79
8.4.2	<i>Valorización de las fallas leves</i>	79
8.4.3	<i>Valorización de las fallas severas</i>	80
8.4.4	<i>Valorización del Mercado de Oportunidad</i>	81
8.4.5	<i>Valorización de los desvíos en el programa de energía de emergencia</i>	81
8.4.6	<i>Valorización de los Cargos Variables de Transmisión durante un programa de energía de emergencia</i>	82
8.4.7	<i>Valorización de la Energía de Emergencia programada</i>	83
8.5	Deudores y Acreedores.	83
8.6	Documento de Transacciones Económicas Regionales.....	83
8.6.1	<i>Períodos de conciliación y liquidación</i>	83
8.6.2	<i>Calendario para el proceso de conciliación y liquidación</i>	83
8.6.3	<i>Reclamos (modificado por Resolución CRIE No.03-2003)</i>	86

8.7	Liquidación.....	87
8.8	Garantías Mora y Falta de Pago.	88
9	COORDINACIÓN DE PREDESPACHOS.....	90
9.1	Objeto.....	90
9.2	Condiciones Generales.....	90
9.2.1	<i>Operadores.</i>	90
9.2.2	<i>Coordinación para transacciones regionales.</i>	90
9.2.3	<i>Responsabilidad de cada Operador del Sistema.</i>	90
9.2.4	<i>Responsabilidad de cada Operador del Mercado.</i>	91
9.2.5	<i>Responsabilidades y Derechos de cada agente.</i>	91
9.2.6	<i>Inyección y retiro por transacciones regionales.</i>	91
9.3	Reglas para la Información.....	92
9.3.1	<i>Objeto.</i>	92
9.3.2	<i>Responsabilidades del Operador del Mercado.</i>	92
9.3.3	<i>Responsabilidades del Operador del Sistema.</i>	92
9.3.4	<i>Responsabilidades y Derechos de un Agente.</i>	92
9.3.5	<i>Intercambios de información.</i>	93
9.3.6	<i>Verificación de la información.</i>	94
9.4	Mercado de Contratos regional.....	94
9.4.1	<i>Características de las transacciones Contractuales.</i>	94
9.4.2	<i>Suministro de información para transacciones contractuales regionales.</i>	94
9.4.3	<i>Procedimiento de Coordinación Comercial.</i>	95
9.5	Programación y despacho.	97
9.5.1	<i>Objeto.</i>	97
9.5.2	<i>Información sobre la capacidad de transmisión.</i>	97
	(Según Resolución CRIE No. 05-2003)	
9.5.3	<i>Predespacho Nacionales.</i>	98
9.5.4	<i>Ofertas de inyección y retiro de oportunidad regional.</i>	98
9.5.5	<i>Coordinación de las transacciones de Oportunidad regionales.</i>	99
9.6	Operación en tiempo Real.....	100
9.6.1	<i>Objeto.</i>	100
9.6.2	<i>Administración Normal de las transacciones regionales.</i>	101
9.6.3	<i>Emergencias</i>	101
10	MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.....	103
10.1	OBJETO.....	103
10.2	MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.	103

10.3	(Texto conforme Resolución N° CRIE-01-2004).....	103
ANEXO	A	106
ANEXO	B	113
ANEXO	C	125
ANEXO	D	127
ANEXO	E	132
ANEXO	F	141
ANEXO	G	144
ANEXO	H	154

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), se emite el presente Reglamento Transitorio para la coordinación técnica, y comercial de las transacciones de energía eléctrica haciendo uso de la Red de Transmisión Regional de los países de Centroamérica y Panamá.

El Reglamento está dividido en secciones y apartados que facilitan la ubicación de las normas que regirán las transacciones de energía eléctrica que se realizarán entre los países de la región.

El objetivo del presente Reglamento Transitorio es definir las reglas y criterios que regirán la operación técnica y comercial del Sistema y Mercado Eléctrico Regional de América Central.

PRINCIPIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DEL REGLAMENTO TRANSITORIO

Se han tenido especialmente en cuenta las pautas generales incluidas en el Diseño General del Mercado Eléctrico Regional (MER), las experiencias y reglamentos de los intercambios de energía eléctrica existentes entre las naciones de la región.

El costo de las transacciones de energía eléctrica debe ser el mínimo posible para los participantes. Se identifican los métodos para que la definición de las transacciones de energía eléctrica a realizar, la supervisión en tiempo real y la conciliación comercial posterior, insuma la menor cantidad de recursos humanos y materiales posible. Se propone un método que disminuye lo máximo posible las iteraciones y los tiempos de convergencia para el proceso de predespacho.

Los precios horarios de las transacciones de oportunidad (\$/MWh) deben ser conocidos con anticipación a la operación en tiempo real y serán comunicados por el Ente Operador Regional (EOR) a los Operadores de Mercado (OMs). Se definen los procedimientos necesarios para que todos los agentes conozcan los precios a los cuales se cerraron las transacciones de energía eléctrica antes que ocurran en tiempo real. Se desarrollan los conceptos relacionados con las conciliaciones comerciales que se deben llevar a cabo después de la operación para considerar

los desvíos con respecto a lo programado.

Se establece un sistema de fijación de precios y cantidades lo suficientemente simple para permitir cumplir adecuadamente los principios anteriores.

En la etapa transitoria, prevalecerá:

- el concepto de simplicidad
- el concepto de aumento del volumen de las transacciones comerciales en la región y de disminución de los costos a nivel regional
- el principio de independencia de las regulaciones internas de cada país.
- los principios de calidad y seguridad operativa en la operación del MER.
- el principio de reciprocidad en el intercambio de información técnica y comercial entre los Operadores de Sistemas y Mercado (OS&M) y el EOR.

Se establece un sistema de garantías de tal manera que cada agente pueda ejercer su derecho de compra hasta que su deuda con el mercado alcance un límite equivalente al volumen de garantías que constituya, con el objeto de asegurar la recuperación de los costos por parte de los vendedores.

Los OM asumirán la responsabilidad de pago y cobro por su mercado, de las obligaciones económicas resultantes de: a) Transacciones de energía eléctrica programadas (transacciones de oportunidad programadas); b) Transacciones por desvíos en tiempo real (desviaciones en los intercambios) y c) Energía de emergencia. Los OM deberán adaptar su reglamento interno para asignar estos pagos y cobros a los agentes responsables, así como los horarios para la coordinación comercial de sus ofertas antes de la fecha de entrada a operación del MER en el periodo transitorio. Los reglamentos nacionales modificados deben ser notificados oficialmente al EOR.

Los precios de los mercados internos nacionales serán fijados, en esta etapa transitoria, según

lo defina cada reglamento interno nacional, pudiendo tener en consideración o no el impacto de las transacciones internacionales en su mercado.

Existirá una habilitación de agentes que puedan operar en el MER. El EOR instrumentará un sistema de información completo y transparente a los agentes regionales que:

- a) Les otorgue seguridad respecto a las transacciones de energía eléctrica realizadas,
- b) Permitan el adecuado control de las transacciones de energía eléctrica.

VIGENCIA DEL REGLAMENTO

Este reglamento tendrá vigencia desde su aprobación por la CRIE, hasta que entren en vigencia los reglamentos definitivos del MER.

1 GLOSARIO

1.1 Definiciones

Abrir o cerrar un interruptor / seccionador

Acción manual ejercida sobre un interruptor o seccionador, ya sea localmente o a distancia, con el objeto de interrumpir o restablecer, la circulación de la corriente eléctrica.

Agente del Mercado Eléctrico Regional

Entidad habilitada para realizar transacciones en el MER que puede estar dedicada a la generación, transmisión, distribución o a la comercialización de energía eléctrica, así como, grandes consumidores conectados a la red de transmisión de alto voltaje.

Aislar un equipo

Significa desconectar un equipo de cualquier fuente de alimentación (Voltaje) pero no necesariamente ponerlo a tierra.

Área de Control

Sistema eléctrico que se interconecta a otros sistemas mediante vínculos dotados de medición y telecontrol. Controla generación directamente para mantener sus intercambios programados con otras Áreas de Control y contribuye a la regulación de frecuencia del sistema eléctrico regional.

Arranque de un generador

Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, para su posterior sincronización y entrada en línea

Aumento del Intercambio

Incremento del intercambio programado, a consecuencia de la ocurrencia de una falla severa en el sistema eléctrico regional.

Bloqueo de un interruptor

Operación manual o automática que impide la operación o maniobra de un equipo y lo mantiene en un estado determinado.

Bloque Eléctrico del SER (Texto conforme Resolución N° CRIE-04-2003)

Es el conjunto de áreas de control eléctricamente interconectadas

Calidad del Sistema Eléctrico

Es mantener los principales parámetros del SER dentro de los rangos establecidos en el presente Reglamento.

Capacidad de sobrecarga

Porcentaje en que se puede exceder la potencia nominal de un equipo, durante un tiempo determinado.

Caso Fortuito o de fuerza mayor

Evento fuera del alcance del OS para poder controlar los intercambios pactados. Estos pueden ser ocasionados por terremotos, deslizamientos de tierra, sabotaje, guerra civil u otro dentro de esas categorías que no permitan trabajar en condiciones normales de operación en el Sistema eléctrico regional, por agentes externos.

Control Automático de Generación (AGC)

Es la provisión del servicio de generación que incluye potencia, energía y maniobrabilidad que responde mediante controles automáticos a instrucciones del OS. Provee equilibrio al balance de generación y demanda en un intervalo de tiempo de minutos. El control automático de generación determina continuamente los cambios requeridos de aumento o disminución de potencia activa para corregir el error de control de área.

Contingencia en el sistema

Cambio imprevisto y repentino en la topología de la red, en el parque generador o en la demanda.

Condición de Emergencia en el Sistema Eléctrico Regional

Estado en que la Red de Transmisión Regional (RTR) no está operando dentro de los parámetros normales de los criterios de seguridad y calidad, o cuando existe una situación de peligro para bienes o vidas de personas.

Condición Normal en el Sistema Eléctrico Regional

Estado en el Sistema cuando la Red de Transmisión Regional (RTR) se encuentra sin ninguna parte desvinculada salvo por disposición del EOR, sin déficit de oferta, operando dentro de los parámetros normales de los criterios de calidad y seguridad.

Criterios de Calidad y Seguridad

Es el conjunto de razonamientos técnicos utilizados para el establecimiento de parámetros de seguridad y calidad. Se utilizan para guiar la simulación y la operación de un sistema eléctrico.

Cortocircuito

Conexión voluntaria o accidental de dos puntos de un circuito con diferentes tensiones a través de una impedancia despreciable.

Curva de carga

Representación gráfica de la evolución de la demanda en función del tiempo.

Curva diagrama de capacidad P- Q o curva de capacidad de un generador

Representación gráfica de los límites de generación de potencia aparente en función de la potencia activa y reactiva generada.

Demanda

Potencia requerida por los consumidores de energía eléctrica.

Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia

Es el servicio de un esquema implementado mediante relevadores que desconectan, instantáneamente, partes de la carga en magnitudes dependientes de parámetros asociados a la frecuencia tales como umbrales o valores absolutos la misma y/o de sus variaciones incrementales o instantáneas.

Desviaciones de programa de generación

Valores de potencia generada que difieren con respecto a los del programa de despacho.

Desviación Neta

Es la diferencia entre la medición oficial promedio menos el intercambio programado de

transacciones internacionales para cada pareja de países interconectados físicamente.

Desvíos Técnicos (Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Los desvíos técnicos son aquellos desvíos de energía que se producen debido a requerimientos de regulación, alivio de carga y fallas en cada sistema. Estos desvíos deben ser mantenidos en los menores valores posibles y compatibles con las normas operativas del presente reglamento.

Desvíos en el programa de energía de emergencia (Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Son aquellos desvíos que se producen durante la realización de una transacción de energía de emergencia calculados con la medición oficial en los interconectores.

Descarga

Paso de energía eléctrica no deseado que se produce en dos o más puntos del sistema eléctrico aislado entre sí.

Descarga atmosférica

Fenómeno atmosférico que produce una descarga eléctrica sobre un equipo de un sistema eléctrico.

Disparo de un interruptor

Acción automática de apertura de un interruptor, por actuación de protecciones eléctricas.

Disparo Transferido

Apertura de uno o varios interruptores causada por la señal proveniente de relevadores remotos.

Energía de Emergencia (Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Son transacciones de energía, no consideradas en el Predespacho Regional suministradas al precio de la oferta informada por el Agente para la programación de este Predespacho.

Estas transacciones de energía se superponen al predespacho programado. (Texto

conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

La causa por la que se solicita Energía de Emergencia, es debido a Restricciones Técnicas Previsibles del país solicitante, tales como: falta de generación, de transmisión, contingencias y condiciones imprevistas que ocurran en tiempo real.

Energía de Emergencia Retenida. (Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Es la energía asociada al programa de energía de emergencia que se consume en un país de paso durante la ejecución de dicho programa

Energía no suministrada o Energía no servida (Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Es la energía no servida a los usuarios del sistema eléctrico.

Entregar un equipo o línea a mantenimiento

- Separar mediante corte visible la instalación, línea o aparato de toda fuente de tensión.
- Bloquear en posición de apertura los aparatos de corte o seccionamiento necesarios.
- Verificar la ausencia de tensión con los elementos adecuados.
- Efectuar las puestas a tierra y en cortocircuito necesarias, en todos los puntos por donde pudiera llegar tensión a la instalación como consecuencia de una maniobra o falla del sistema.
- Colocar la señalización necesaria y delimitar la zona de trabajo.

Equipo disponible

Equipo en condiciones de ser puesto en servicio.

Equipo en servicio

Equipo eléctrico conectado a la red y cumpliendo con su función específica.

Equipo fuera de servicio

Equipo que no está siendo utilizado.

Equipo indisponible

Equipo no apto para entrar en servicio.

Equipo libre de tierra

Equipo que esta desconectado de tierra.

Equipo puesto a tierra

Equipo que esta conectado a tierra.

Falla

Modificación accidental, en un punto dado, de las características de un circuito eléctrico, que trae como consecuencia el comportamiento no deseado de este.

Falla a tierra

Falla de aislamiento entre un conductor y tierra

Falla de aislamiento

Disminución o desaparición accidental de la resistencia de aislamiento entre un conductor y tierra o entre conductores.

Falla leve

Son los disturbios que producen desviaciones a los intercambios programados, pero sin poner en emergencia a ninguno de los sistemas.

Falla Severa

Se refiere a las contingencias que provocan la actuación del esquema de baja frecuencia en alguno de los sistemas o llevan a estos a operar en condición de emergencia provocando una desviación del intercambio programado.

Generación de energía eléctrica

Energía eléctrica horaria de un generador

Interruptor

Es el equipo que sirve para cerrar y abrir circuitos eléctricos con o sin carga, o con corrientes de fallas.

Intercambio Programado

Es el resultado neto entre las importaciones y exportaciones programadas y confirmadas al EOR, es decir, el despacho programado del EOR para cada pareja de países interconectados físicamente.

Intervalo de Mercado

Duración de cada intervalo en que se divide el día para las transacciones de energía eléctrica y cálculo de precios en cada sistema y en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Inicialmente se establece como una hora.

Limitación de un equipo

Disminución de la potencia nominal de un equipo por razones propias.

Maniobrabilidad

Es la capacidad del equipo físico que provee el servicio, por parte del parque generador o de las cargas, para cambiar la producción o el consumo, de potencia activa o reactiva en el tiempo. Está caracterizada, por ejemplo, por la velocidad de toma de carga en MW / minuto.

Mantenimiento de emergencia (no programado)

Es el mantenimiento del equipo para reparar cualquier anomalía imprevista que tenga, durante su operación. Este no puede informarse con ninguna antelación.

Mantenimiento programado

Es el mantenimiento del equipo con el fin de permitir la realización de trabajos preventivos, correctivos periódicos y /o trabajos de construcción, reformas o ampliaciones. Estos deberán informarse al EOR cuando se elabore el Plan Anual de Mantenimientos.

Medición Oficial neta

Es la diferencia entre la medición oficial de inyección menos la medición oficial de retiro en el medidor principal de cada uno de los países, ambas obtenidas cada hora en el mismo nodo de la interconexión.

Medición Oficial Promedio

Es el promedio de la medición oficial neta de los medidores principales, de cada uno de los extremos de los interconectores. Se utiliza para fines de conciliación de las desviaciones de control que ocurran en la interconexión.

Mercado Eléctrico Regional (MER)

Es el mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional y en el cual los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica y servicios asociados en la región centroamericana.

Mercado de Contratos Regional (MCR)

Conjunto de contratos de importación o exportación de energía eléctrica habilitados en los respectivos países miembros y que son confirmados entre agentes de distintos mercados al EOR.

Mercado de Oportunidad Regional (MOR)

Es el ámbito en donde se administran las ofertas ocasionales regionales de inyección y retiro de energía eléctrica y las ofertas de flexibilidad de contratos del Mercado de Contratos Regional

Mercado Eléctrico Mayorista (o Mercado Mayorista)

Ámbito definido en un país para transacciones mayoristas de energía eléctrica y servicios asociados, de corto, mediano y largo plazo.

Mercado de Oportunidad

Mercado de corto plazo dentro de un Mercado Eléctrico Mayorista que, mediante la administración económica, asigna el cubrimiento de la demanda de retiros de oportunidad a las ofertas de inyección de oportunidad.

Mínimo técnico de un generador

Potencia de un generador por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.

Ofertas de Oportunidad Regionales

Ofertas de energía eléctrica al Mercado de Oportunidad Regional, realizadas por el Operador del Mercado Nacional en representación de su Mercado de Oportunidad, de acuerdo a los procedimientos que se establecen en este Reglamento.

Operador del Sistema

El Operador del Sistema (OS) es la entidad responsable en cada país de su respectiva Área de Control, de la operación confiable y segura del sistema de transmisión de alta tensión y de la generación. Tiene la responsabilidad de informar al EOR sobre contingencias severas y cualquier evento que ponga en riesgo la integridad y seguridad del Sistema Eléctrico Regional, cuenta con la autoridad para controlar o dirigir la operación, para cumplir con los requerimientos de su Reglamento de Operación.

Operador de Mercado (OM)

Organismo responsable de la administración comercial de un Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las transacciones de energía eléctrica regionales.

Operación en vacío de un transformador

Equipo energizado al que no se le ha conectado su carga.

Parámetros de calidad y seguridad

Conjunto de parámetros técnicos que se establecen para la operación de un sistema eléctrico con el objeto de garantizar un nivel de calidad y confiabilidad establecido, en condición normal y en condición de emergencia. Dichos parámetros deben surgir de estudios técnicos y económicos que los avalan.

Perturbación

Modificación imprevista e indeseada de las variables de un sistema eléctrico, a causa de una contingencia que provoca una alteración con respecto a sus condiciones normales de operación

Pérdida de demanda

Reducción intempestiva de la demanda.

Período de pico

Período de tiempo de cinco horas en el que existe el cien por ciento de probabilidad de que se produzca el valor máximo de demanda en el sistema .

Pérdida de generación

Reducción imprevista de la potencia generada. Esta puede ser intempestiva o controlada

Potencia despachada

Es la suma de las potencias o cargas de los generadores en un instante dado.

Potencia disponible de un generador

Es la máxima potencia que una unidad generadora puede entregar en forma permanente. Es igual a la Potencia Efectiva menos las posibles limitaciones o restricciones temporarias.

Potencia efectiva

Valor que se obtiene al deducir de la Potencia Nominal las limitaciones permanentes.

Potencia de sobrecarga

Es el máximo valor de potencia generada que puede mantenerse durante un tiempo limitado y predeterminado en condición de sobrecarga.

Potencia nominal de un generador

Valor especificado en la placa de la máquina que indica la potencia máxima en servicio continuo para la cual ha sido diseñada la misma.

Potencia Interrumpida

Es el valor de la demanda previa al momento en que se produce la salida forzada de uno o más equipos del sistema eléctrico y que deja de suministrarse por efecto de las mismas.

Pre despacho

Programación de la operación del día siguiente en un Mercado Eléctrico Mayorista que realiza cada día el Operador del Sistema con el objeto de prever los programas de inyección de la generación y los programas de retiro de energía de la demanda, establecer los requerimientos de servicios auxiliares para cumplir con los criterios de calidad y seguridad, y coordinar las transacciones regionales.

Proveedor de Servicios Auxiliares Regionales

Cada Operador del Sistema (OS) será el responsable de proveer y administrar los Servicios Auxiliares Regionales ante el Ente Operador Regional (EOR). Estos servicios podrán ser comprados a proveedores voluntarios habilitados para suministrarlos.

Reducción del Intercambio

Disminución del intercambio programado, a consecuencia de la ocurrencia de una falla severa en el sistema eléctrico regional.

Red de Transmisión Regional (RTR)

Son los elementos de transmisión del Sistema Eléctrico Regional que son afectados significativamente por los intercambios de electricidad entre los países. La RTR será definida anualmente por el EOR y aprobada por la CRIE.

Regulación

Es la habilidad de poder influir en las variables independientes de un sistema de control para mantener las variables dependientes dentro de las tolerancias deseadas.

Regulación Primaria de Frecuencia

Es la regulación automática cuyo objeto es mantener el equilibrio entre inyección y retiro ante las variaciones en la generación y la demanda, y ante contingencias. Se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción. La unidad de medida del “Tiempo de respuesta ”en segundos.

Regulación Secundaria de Frecuencia

Es la regulación automática cuyo objeto es compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria y las desviaciones de los intercambios para recuperar el valor nominal de la frecuencia, mantener el intercambio en los valores programados y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su producción programada. Esta regulación será efectuada por medio del Control Automático de Generación. La unidad de medida del “Tiempo de respuesta” en minutos.

Reserva Rodante

Es la potencia disponible de las unidades generadoras que se encuentran sincronizadas al sistema, calculada como la diferencia entre sus capacidades máximas declaradas y las potencias despachadas. La reserva rodante incluye la reserva para regulación primaria de frecuencia y la reserva para regulación secundaria de frecuencia.

Reserva Fría

Generación que puede estar disponible en el sistema para alimentar cargas dentro de los 15 minutos de ocurrida la contingencia o, carga desconectable dentro de los 15 minutos de

ocurrida la contingencia.

Restricción de generación

Disminución de la potencia nominal de un equipo por razones externas o internas.

Restricción de demanda

Reducción de la demanda por imposibilidad de satisfacerla.

Reenganche o recierre de un interruptor

Reconexión automática de un interruptor después de su apertura por actuación de una protección.

Salir de línea

Acción de desvincular una máquina de un sistema eléctrico.

Servicio Auxiliar Regional (SAR)

Un servicio que es requerido para lograr que la operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Regional cumpla con los parámetros técnicos mínimos que garanticen la calidad y la seguridad operativa.

Seccionador

Es un dispositivo de corte visible cuya función consiste en abrir o cerrar un equipo sin carga.

Seccionador de puesta a tierra

Seccionador que conecta a un equipo fuera de servicio, rígidamente a tierra.

Seguridad del Sistema Eléctrico

Es mantener los principales parámetros del SER dentro de los rangos normales de operación establecidos en el presente Reglamento.

Sistema exportador

Es aquel que, según el despacho programado del EOR, resulte ser exportador. Dicha condición debe ser tomada en cuenta al aplicar el análisis en la conciliación por parejas de los países que están interconectados físicamente.

Sistema importador

Es aquel que, según el despacho programado del EOR, resulte ser importador. Dicha condición debe ser tomada en cuenta al aplicar el análisis en la conciliación por parejas de los países que están interconectados físicamente.

Sistema eléctrico

Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, dirección o supervisión de operación.

Sistema Eléctrico Regional (SER)

El conjunto de las instalaciones que la CRIE defina como pertenecientes al sistema eléctrico regional, la cual debe incluir como mínimo todas las vinculaciones entre países.

Sincronizar

Acción de conectar eléctricamente dos sistemas eléctricos o una máquina a un sistema eléctrico, luego de verificar manual o automáticamente el cumplimiento de las condiciones de sincronismo.

Sobrecarga de un equipo

Potencia suministrada o carga superior a la potencia nominal para la que se ha previsto una instalación o un elemento de la misma.

Sobretensión / Sobrevoltaje

Valor de tensión / voltaje, ya sea transitoria o de una determinada duración, que excede al valor máximo admisible de servicio normal.

Suministro de Potencia Reactiva

Es la provisión de servicios de potencia, energía reactiva, y de capacidad de respuesta de parte de proveedores, disponible para controlar tensiones y apoyar la operación del sistema de transmisión de alta tensión, generación y puntos de entrega. Funciones que deben cumplirse en condiciones de operación normal y de emergencia. Incluye la provisión por parte de los generadores de potencia y energía reactiva, con respuesta rápida y dinámica a través de la actuación de un regulador automático de tensión y la aptitud de imponer un determinado programa de tensiones. En la operación en tiempo real, el OS administrará los recursos

disponibles para el control de tensión y aporte de energía reactiva. Mediante el uso de este suministro el OS evita la inestabilidad de tensiones o el colapso del sistema.

Supervisión de un sistema eléctrico

Acción tendiente a controlar y/o revisar los trabajos, tareas o actividades que se realizan en un sistema eléctrico.

Telecomando o telemando de una subestación

Comando a distancia de una subestación desde un centro de control.

Tele medición

Medición a distancia.

Tele protección

Protección a distancia.

Tiempo de arranque de un generador

Es el tiempo transcurrido entre que el generador inicia el proceso de arranque hasta que comienza la entrega de energía a la red.

Trabajar en un equipo o línea

Toda acción en equipos o líneas de transmisión para realizar servicios de mantenimiento o reparación, realización de servicios de mantenimiento en instalaciones y equipos energizados.

Transferir el mando de una subestación

Pasaje del comando de un equipo de una sala de control a otra.

Transacción Bilateral Regional

Transacción de energía eléctrica entre Agentes del MER que resulta de acuerdos realizados en el Mercado de Contratos Regional, en que la parte vendedora acuerda entregar con generación propia o de terceros a la parte compradora bloques de energía horaria en los nodos de la Red de Transmisión Regional.

Transacción de Oportunidad Regional

Son transacciones de oportunidad programadas que provienen de la programación de las

ofertas de oportunidad regionales y de las ofertas de flexibilidad de contratos regionales, y las transacciones por desvíos en tiempo real.

1.2 Nomenclaturas

MCR = Mercado de Contratos Regional.

MEM = Mercado Eléctrico Mayorista.

MOR = Mercado de Oportunidad Regional.

OM = Operador del Mercado.

OS = Operador del Sistema.

SAMER = Sistema de Administración del Mercado Eléctrico Regional.

SAE = Sistema de Administración de Energía.

SIMEC = Sistema de Mediciones Comerciales.

DTE = Documento de transacciones económicas nacionales

DTER = Documento de transacciones económicas regionales.

2 BASE DE DATOS REGIONAL

2.1 Objeto

Constituir una base de datos del Sistema Eléctrico Regional de América Central, debidamente actualizada, que incluya a los parámetros de los sistemas de transmisión de alta tensión (230, 138 y 115 kV), generación y demanda mas toda la información necesaria para la realización de estudios eléctricos, evaluación de la seguridad operativa del sistema de transmisión interconectado y diferentes simulaciones del funcionamiento integrado, por parte del EOR y/u otros organismos.

Así mismo, deberá incluir un detalle de la información comercial, del sistema de medición comercial enviado todos los días por los OS&M al EOR y el registro de las transacciones de energía: tanto de acuerdos bilaterales como de energía de oportunidad que surjan como resultado del despacho regional y los precios en los nodos de la RTR detallada en el anexo H, resultante del despacho.

2.2 Requerimientos

2.2.1 Base de Datos

A la base de datos deberá dársele mantenimiento conforme a este reglamento por el OS&M de cada país a solicitud del EOR, que es el Ente que la administrará.

La información técnica comprende los siguientes grupos de datos:

- Grupo 1: DATOS TÉCNICOS DE LOS GENERADORES: datos o parámetros eléctricos de los equipos o aparatos eléctricos (turbinas, gobernadores, excitadores, impedancias, dispositivos de control de generación, compensadores sincrónicos, etc.)
- Grupo 2: DATOS DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES: parámetros de arranque / parada de unidades generadoras y restricciones operativas en tiempo real, además de su participación en los lazos de control secundarios.

- Grupo 3: 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, bancos de capacitores, compensadores estáticos, etc.)
- Grupo 4: PERFILES DE DEMANDA, INFORMACIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA, PROYECCIONES Y CARACTERÍSTICA DE LA CARGA: por punto de conexión y/o de entrega.
- Grupo 5: SERVICIOS AUXILIARES: Reserva rodante horaria de cada área de control, desglosada en reserva para regulación primaria de frecuencia y reserva para regulación secundaria de frecuencia. Los generadores deben informar al OS para que este lo notifique al EOR de cualquier modificación en sus máquinas o Centrales habilitadas para regulación secundaria de frecuencia bajo AGC.
- Grupo 6: MEDICION COMERCIAL: El EOR propondrá la nomenclatura a emplear para identificar cada Agente y cada elemento de la Red de Transmisión Regional en los intercambios de información para la coordinación y administración de las transacciones regionales. Se deberá organizar con la información recopilada a través del SIMEC. Esta información deberá ser remitida al EOR, para que la utilice en la conciliación de los desvíos de las transacciones programadas y en los intercambios de oportunidad pactados. Contendrá las lecturas de los medidores principal y de respaldo en ambos extremos de los interconectores y tendrán las características detalladas en el Anexo E “Medición Comercial”.
- Grupo 7: CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES: Contendrá la información comercial de ofertas y resultados del Mercado de Oportunidad Regional, así como, transacciones regionales de forma tal que todos los Agentes del Mercado Regional tengan acceso libre a la misma.

Toda la información deberá estar validada por el operador del sistema de cada país (OS) a fin de evitar cualquier cuestionamiento sobre la calidad de la base de datos recolectada.

El EOR preparará los formatos de solicitud de la información. Para la base de datos de

Seguridad Operativa, se utilizará el formato de datos del modelo de simulación PSS/E para los estudios eléctricos.

2.2.2 Actualización

Cada OS esta obligado a la actualización de su base de datos en los meses de junio y diciembre, o cuando exista un cambio significativo en la configuración de su sistema.

Si un OS no actualiza su base de datos, el EOR utilizará la base de datos mas reciente que disponga para las evaluaciones de seguridad operativa.

La base de datos comercial, será actualizada diariamente con la información remitida por cada uno de los OS&M y con los resultados de los predespachos regionales realizados por el EOR y los resultados de la operación en tiempo real..

3 SERVICIOS AUXILIARES REGIONALES, CRITERIOS Y PARAMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVA Y SU VERIFICACIÓN

3.1 Objeto

Definir las características de los servicios auxiliares regionales necesarios para la operación de del Sistema Eléctrico Regional. Especificar los criterios y valores mínimos de parámetros asociados a los distintos servicios, con los que se desarrollará la operación del SER, especificando métodos o guías para su verificación.

En el Anexo A, “Servicios Auxiliares Regionales, Criterios y Parámetros de Calidad y Seguridad Operativa y su Verificación”, del presente Reglamento se listan los criterios y parámetros utilizados en las diferentes áreas de control de los sistemas eléctricos interconectados de Centroamérica y para cada uno de ellos los métodos de su verificación.

Los OS&M informarán al EOR de todos los controles discretos suplementarios (valvuleo, DAG, etc.) implementados en sus respectivas áreas de control.

3.2 Requerimientos para la Regulación secundaria de frecuencia

3.2.1 Requerimientos

En la etapa transitoria cada área de control, utilizará su reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia con el control automático de generación en el modo de “control de intercambio neto, frecuencia y error de tiempo “.

El EOR realizará estudios semestrales para determinar los parámetros de reserva rodante para regulación primaria y secundaria de frecuencia mas apropiados para la seguridad y calidad operativa del Sistema Eléctrico Regional.

Eventualmente, si alguna área de control no dispone de los medios para dicha regulación, podrá solicitar el suministro de este servicio, a las áreas de control vecinas con las que este directamente conectado, a través de acuerdos bilaterales. Estos acuerdos deberán ser

informados por ambas partes al EOR.

3.2.2 Monitoreo de desempeño

El OS controlará el desempeño de la provisión de la reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia bajo AGC y mantendrá archivados los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Se informará al EOR mensualmente sobre el desempeño de este servicio.

El EOR determinará los parámetros de calidad para medir el desempeño del AGC e informará a los OS.

El AGC no debe ser bloqueado antes de la frecuencia de la primera etapa del esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia.

Para la conciliación de los errores de tiempo en el caso de aislamiento de áreas de control, se procederá a cerrar la interconexión en cuanto las condiciones de sincronismo estén dadas y el (las) área (s) que causó el aislamiento debe hacer cero el error de tiempo del (de las) área(s) afectadas y resetear su error de tiempo a cero lo mas pronto posible.

3.3 Requerimiento para el Suministro de Potencia Reactiva.

3.3.1 Coordinación y programación de la tensión

El OS establecerá y actualizará la programación de la tensión en los puntos de aporte de suministro de Potencia Reactiva suministrada por Generadores y por otras fuentes proveedoras de Potencia Reactiva para mantener las tensiones del sistema dentro de límites establecidos y evitar cargar indebidamente a los sistemas vecinos.

3.3.2 Reservas de reactivo

Los OS adquirirán, operarán y mantendrán continuamente reservas de potencia reactiva, proveniente de equipos de generación y compensadores estáticos de vares, tanto inductiva

como capacitiva, (o en adelanto y atraso), en capacidad adecuada para su utilización frente a contingencias contempladas en los criterios de seguridad.

Si un sistema no puede con sus recursos disponibles mantener el control de la tensión y necesita de la asistencia de otro sistema, la asistencia será remunerada por acuerdo entre las partes, en base a los costos de equipos de compensación que cumplirían la misma función. En caso de no lograrse un acuerdo, el EOR elevará los antecedentes a la CRIE.

Los OS mantendrán todos los generadores cuya producción pueda influir en los intercambios internacionales, con el control automático de voltaje (AVR) conectado y controlando voltaje.

3.4 *Requerimientos para Regulación Primaria de Frecuencia*

3.4.1 *Requerimientos*

En la etapa transitoria cada área de control utilizará su reserva rodante de regulación primaria de frecuencia de todos los generadores sincronizados.

El EOR realizara estudios semestrales para determinar los parámetros de reserva rodante para regulación primaria y secundaria de frecuencia mas apropiados para la seguridad y calidad operativa del Sistema Eléctrico Regional.

3.4.2 *Verificación de desempeño*

El OS verificará que todos los equipamientos proveedores de Reserva Rodante de Regulación Primaria de Frecuencia, provean tal regulación de acuerdo con el criterio establecido de desempeño, incluyendo el alcanzar la potencia activa requerida dentro y durante los límites especificados de tiempo y mantendrá archivados los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Se informará al EOR mensualmente sobre el desempeño de este servicio.

3.5 *Requerimientos para Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (dacbf)*

3.5.1 *Requerimientos*

El grupo de seguridad operativa del EOR determinará anualmente los requerimientos del esquema Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia. El estudio inicial deberá completarse e implementarse antes de la entrada en operación de la línea de transmisión Honduras – El Salvador. Esta implementación será de carácter obligatoria por parte de los agentes y los OS&M son los responsables de coordinar dicha implementación. Mientras no se tengan estos parámetros se usarán los detallados en el Anexo A. Una vez aprobado el estudio por el EOR, este solicitará a la CRIE una modificación al Anexo A de este reglamento.

3.5.2 Provisión

El OS tomará las medidas necesarias para asegurar que se provea y opere la capacidad necesaria de Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia para cumplir con las normas de operación y planificación locales y como mínimo los resultados de los estudios.

3.5.3 Verificación de desempeño

El OS verificará que todos los equipamientos proveedores de reservas por alivios de cargas, provean tales reservas de acuerdo con el esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia y mantendrá archivados los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Se informará al EOR mensualmente sobre el desempeño de este servicio.

3.6 Métodos de Medición de Desempeño e incumplimientos

El EOR elaborará, a mas tardar seis meses después de la entrada en vigencia del presente reglamento, un catálogo de índices de medición del desempeño de los servicios auxiliares que serán utilizados para el control de calidad de dichos servicios y servir de parámetros para establecer incumplimientos y las respectivas sanciones.

3.6.1 Regulación Secundaria de Frecuencia bajo AGC

3.6.1.1 Información del Generador

Los generadores deben informar al OS cualquier modificación en sus máquinas o Centrales habilitadas para regulación secundaria de frecuencia bajo AGC que afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación. Si dicha modificación significa que deja de cumplir con cualquiera de los requisitos necesarios para dicha habilitación, el OS debe informar al Generador que pierde su condición de habilitado y el motivo. El Generador podrá presentar posteriormente un nuevo pedido de habilitación.

En la operación en tiempo real, toda central y/o máquina que tenga una disminución en su potencia máxima generable debe informar inmediatamente el nuevo valor al OS quien deberá realizar un redespacho de reserva de regulación secundaria de frecuencia con la nueva restricción.

3.6.1.2 Supervisión de la calidad de la frecuencia

Es responsabilidad de los generadores informar al OS cualquier cambio en su capacidad de regulación secundaria de frecuencia.

Por su parte el OS debe realizar registros de frecuencia para controlar que la calidad de la regulación de frecuencia es consistente con la reserva rodante disponible, en caso de detectar desviaciones podrá auditar la respuesta de una máquina habilitada y disponible para regulación secundaria de frecuencia, solicitando que entregue la potencia máxima declarada en el tiempo mínimo establecido para la máxima velocidad de toma de carga indicada en los datos entregados por el Generador y realizando las mediciones pertinentes.

3.6.1.3 Incumplimientos

En caso que el OS tome conocimiento que una unidad generadora no cumple con su aporte comprometido a la RSF, aplicará lo previsto en su reglamentación nacional e informará al EOR.

3.6.2 Reserva Rodante

3.6.2.1 Mediciones

Cada OS&M proveerá al EOR diariamente junto con la información del predespacho, la reserva rodante horaria de su área de control, desglosada en reserva para regulación primaria de frecuencia y reserva para regulación secundaria de frecuencia.

El EOR integrará esta información en una base de datos para fines de verificación con los parámetros de reserva rodante según el reglamento nacional de cada OS&M.

Estos parámetros serán actualizados semestralmente por estudios técnicos realizados por el EOR.

3.6.2.2 Incumplimientos

Se aplicarán las sanciones establecidas por cada reglamentación nacional e informara al EOR.

3.6.3 Suministro de Potencia Reactiva

3.6.3.1 Mediciones

Los Agentes del MER que suministran potencia reactiva cumplirán y responderán, dentro de las tolerancias establecidas, a los cambios en la tensión instruidas por el OS, sujeto a los límites señalados por las características operativas de potencia activa, reactiva y de tensiones.

Los equipos de generación operarán con el Regulador Automático de Tensión en uso, a menos que surja la necesidad de operar en modo manual por condiciones de emergencia detectadas por el Proveedor del servicio.

Los generadores enviarán al OS una copia de la curva de capacidad P, Q nominal de cada una de sus unidades. En caso de no hacerlo el OS las fijará de acuerdo a curvas de capacidad estándar y tomará como disponible el reactivo indicado por esa curva.

3.6.3.2 Incumplimientos

Se aplicarán las sanciones establecidas por cada reglamentación nacional e informara al EOR.

3.6.4 Regulación Primaria de Frecuencia

3.6.4.1 Mediciones

Los equipamientos deberán aumentar o disminuir su generación de potencia activa, de acuerdo a sus características de respuesta, ante a las desviaciones de la frecuencia del sistema y sujeto a las capacidades declaradas del equipamiento tales como estatismo y banda muerta.

El EOR realizará estudios semestrales para determinar los parámetros de estatismo mas apropiados para la seguridad y calidad operativa del Sistema Eléctrico Regional.

Para toda variación pronunciada de frecuencia mayor o igual a 0,2 Hz, el OS medirá y registrará los valores de potencia activa generada y de frecuencia para todo generador.

Los valores de potencia activa se medirán durante un minuto antes y un minuto después del comienzo del evento que dio lugar a la variación de frecuencia.

El cumplimiento estará dado por la comparación entre la respuesta real y la capacidad de respuesta declarada.

Trimestralmente el OS debe comunicar al EOR y los Agentes de su mercado una lista de todos los generadores habilitados para la Regulación Primaria de Frecuencia y sus parámetros de estatismo y banda muerta.

3.6.4.2 Incumplimientos

En caso que el OS tome conocimiento que una unidad generadora no cumple con su aporte comprometido a la RPF, aplicará lo previsto en su reglamentación nacional e informará al EOR.

3.6.5 Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia

3.6.5.1 Cálculo de los cortes realizados

Deberán calcularse los cortes realizados, utilizando los métodos previstos en la reglamentación nacional o alternativamente los siguientes:

- Cada responsable de cortar debe informar al OS la demanda previa al corte, la potencia cortada y el tiempo de reposición del corte. En los casos en que el corte se reponga en menos de quince minutos, si falta la información, se estimará dicho corte con la demanda prevista en el predespacho o la última medición disponible.
- En los casos de cortes de mayor duración que quince minutos, el OS deberá completar los datos faltantes de potencia de corte y duración del mismo en base a valores estimados, a las últimas mediciones disponibles o las previsiones del predespacho.
- Si el OS verifica diferencias significativas entre los valores estimados y los valores informados por un agente, deberá observar la información y solicitar al agente, ajustes a los datos suministrados con la correspondiente justificación. De no existir acuerdo se aceptará la información suministrada dejando constancia de la observación en el correspondiente documento de transacciones. Si en la siguiente perturbación el OS detecta nuevamente diferencias significativas, del mismo tipo que los datos observados, informará al agente y el OS quedará habilitado a estimar los valores de corte del agente durante los siguientes doce meses.
- A los efectos del cálculo de la energía cortada, el tiempo de reposición de cortes, definido como el tiempo transcurrido entre la recepción de la orden de reposición y la reposición misma, tendrá un máximo reconocido de 10 (diez) minutos. El valor a utilizar en los cálculos será el efectivo, informado por el agente, con el máximo mencionado.

3.6.5.2 Desvíos en el compromiso de reducción de demanda

Ante eventos de caídas de frecuencia que corresponda actuar a los relés de corte, el OS verificará la actuación de las diferentes etapas del esquema.

3.6.5.3 Incumplimientos

Para cada caso en que registre incumplimientos deberá, el OS, solicitar a los agentes que informen, en un plazo de 48 hrs., el motivo y el modo en que corregirán el problema.

Si no mediaran motivos que justifiquen el incumplimiento, el OS informará a las Autoridades que correspondan y al EOR.

De llegar el sistema a la frecuencia que justifique la actuación del último escalón de cortes y de verificar el OS incumplimientos por parte de algún agente del porcentaje máximo de corte, el OS informará, además de las Autoridades Regulatorias de su mercado al EOR.

4 INFORMES Y ANÁLISIS DE PERTURBACIONES QUE AFECTEN AL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL

4.1 Introducción

Cuando en algún sistema nacional se produce una perturbación que afecte al Sistema Eléctrico Regional de América Central, una consideración primaria debe ser mantener la operación interconectada a través de la interconexión, permitiendo así prestar la máxima asistencia al sistema con problemas. Igual criterio deberá seguirse si el elemento afectado fuesen las líneas de interconexión.

En esos casos, el EOR y los OS involucrados deberán tomar las acciones necesarias para restaurar las condiciones normales previas a la perturbaciones.

Sin perjuicio de lo anterior, ante una situación como la descrita, que afecte al SER o a una o más de sus áreas y que provoque ya sean cambios topológicos en la red y/o variaciones de frecuencia y/o voltajes fuera de los rangos admisibles, se deberán determinar sus causas y evaluar sus consecuencias con el propósito de analizar la normalización del Sistema, asignar responsabilidades, determinar indisponibilidades de equipos, informar a los demás OS y a través de ellos a los agentes de cada sistema nacional, recabar datos para fines estadísticos y analizar las actuaciones de los equipamientos y el personal involucrado con el fin primordial de mejorar su funcionamiento en el futuro y, en consecuencia, la calidad del suministro.

Resulta necesario realizar estas tareas en tiempos mínimos ya que es un requerimiento del EOR y de los OS de cada sistema nacional, ser informados de lo ocurrido un tiempo prudencial después de una falla para, principalmente, conocer las posibles limitaciones que pudiesen surgir como consecuencia de la misma y las acciones que se requiera tomar.

Para todo ello es imprescindible contar, en tiempo y forma, para cada perturbación producida, con todos los datos, secuencia de operaciones, actuación de protecciones y equipos de maniobra, equipamiento de control, etc.

Con todos estos elementos de juicio disponibles, el EOR y los OS involucrados deberán realizar, en plazos preestablecidos, un análisis exhaustivo de cada perturbación y confeccionar **INFORMES DE PERTURBACIÓN** siguiendo los criterios e instrucciones indicados en el

presente Reglamento.

4.2 Responsabilidades de los Operadores del Sistema

El (o los) OS del área afectada por la perturbación será el único responsable ante el EOR respecto de la entrega de información y datos necesarios para un total esclarecimiento de los motivos que originaron la situación de contingencia, debiendo por su parte recabar la información necesaria de los agentes de su sistema eléctrico mediante las normas nacionales de aplicación.

Pertenecen a un área afectada por una perturbación todos aquellos subsistemas eléctricos donde la contingencia (o la subsiguiente operación automática de equipos de protección) produzcan al menos uno o más de los siguientes efectos:

- Cambio de configuración de la Red de Transmisión Regional, en particular pérdida de uno o más elementos de transmisión que afecten significativamente la integridad de la operación interconectada o que resulten en excursiones sostenidas de voltaje superiores al porcentaje que determinan los criterios de seguridad y calidad.
- Separación del sistema interconectado o formación de islas
- Imposibilidad de abastecer parte o la totalidad de una demanda en bloque superior al 10% de la demanda del área por un lapso superior a los 15 minutos. En particular desconexión de cargas iguales o superiores a los 50 MW por acción de los relés de baja frecuencia o bajo voltaje. Disparos de generación, cortes de carga y apertura de la línea de Interconexión.
- Restricciones y/o reprogramación de generación.
- Señalización y/o actuación de protecciones, inclusive falla, degradación de sistemas de protecciones, esquemas especiales de protección u otros sistemas de control u operativos que normalmente no requieran atención del operador.

Como consecuencia de toda perturbación, los OS de cada área afectada deberán emitir informes de acuerdo a lo indicado en el punto 4.4 del presente Reglamento. Si la perturbación

involucrarse a más de un OS, cada uno de ellos deberá realizar un informe independiente coordinándose adecuadamente.

Deberán reportarse también las acciones sospechadas o comprobadas de sabotaje o terrorismo dirigidas a dañar al sistema de transmisión y generación o sus elementos que intenten afectar la operación interconectada, independientemente de la incidencia real de tales acciones. No se exigirá el reporte de actos menores (vandalismo).

Las acciones de estas características que hubieran provocado perturbaciones en el sistema interconectado y en cuanto a estas perturbaciones, deberán tratarse de la misma forma que los fenómenos de tipo no antrópico descritos en el presente Reglamento. En cuanto a los procedimientos y “modus operandi” que fueran empleados por este tipo de actores y que hubieran sido identificados como tales por el OS responsable o por otras autoridades nacionales con conocimiento del OS, los mismos deberán ser puestos en conocimiento del EOR y la CRIE mediante un informe especial a elaborar por dicho OS.

Será también responsabilidad de cada OS informar al EOR sobre situaciones que pudieran resultar en riesgos potenciales para el Sistema Interconectado de América Central.

Dentro de esa categoría de circunstancias o posibilidades se incluirán en particular, sin que esto sea considerado excluyente, aquellos riesgos derivados de amenaza de desastres naturales tales como inundaciones, incendio de campos o selvas, etc.

Será responsabilidad del EOR analizar, aprobar y difundir los **INFORMES FINALES DE PERTURBACIONES** que serán enviados a la CRIE y mantener actualizadas las Bases de Datos de Estadísticas de Perturbaciones sobre la base de la información recibida y de acuerdo a los informes aprobados, poniendo a disposición de todos los OS la información almacenada.

4.3 Información a Registrar

Producida una perturbación se deberá registrar como mínimo la información que se detalla en este punto, la que será utilizada para los análisis, elaboración de informes y suministro de información en cada una de las etapas definidas en el punto 4 del presente Reglamento. Esa información mínima será:

- Causa probable de la perturbación, inclusive el origen supuesto de la misma, detallando si se la supone originada en el sistema propio o en de terceros.
- Secuencia cronológica de actuaciones (alarmas y disparos).
- Equipamiento desconectado (líneas, transformadores, equipos de compensación, etc.) y sus posibles daños.
- Desconexión eventual de generadores, indicando el estado de prefalla del mismo (P, Q y V) y sus posibles daños.
- Carga desconectada por maniobras de emergencia
- Variables fuera de límites (evolución de la frecuencia y los voltajes).
- Operación de protecciones:
 - Tipo de protección.
 - Fase fallada
 - Tiempo de operación (en milisegundos).
 - Etapa operada.
 - Recierres operados
 - Bloqueo por oscilación
- Actuación incorrecta de esquemas automáticos de desconexión
- Actuación del esquema automático de desconexión de carga o de desconexión de generadores
- Registros oscilográficos sincronizados de los equipos de protección y registradores de transitorios.
- Registros Cronológicos de Eventos sincronizados.
- Registros de comunicaciones operativas.
- Condiciones del Sistema Interconectado pre y post falla

A estos contenidos mínimos deberá adicionarse toda aquella información que se estime necesaria para el análisis y comprensión del proceso de la perturbación.

Los OS deberán de enviar al EOR, dentro de los SESENTA (60) días de aprobado este Reglamento, un listado de los equipos que poseen la capacidad de registrar información en cada subestación, indicando si estos equipos son suficientes para cumplir en tiempo y forma con los requerimientos de este punto.

En caso de que estos equipos no existan en las subestaciones de las líneas de interconexión, el transmisor responsable deberá instalarlos en un plazo máximo de seis (6) meses.

Los OS deberán mantener actualizado este listado.

4.4 Análisis de Perturbaciones

Se definen cuatro etapas para el análisis de una perturbación y la emisión de Informes que deberán ser enviado al EOR dentro de los plazos estipulados a continuación:

Etapa 1-Análisis en tiempo real: el Informe se emitirá y remitirá dentro de un tiempo prudencial luego de sucedida la perturbación.

Etapa 2-Análisis preliminar, los plazos deberán respetar lo indicado en el cuadro siguiente:

Si la perturbación se produce		El informe se deberá presentar
Después de las:	y antes de las:	Antes de las:
0.00 hrs. de un día hábil	8.00 hrs. del mismo día hábil	8.00 hrs. del primer día hábil siguiente
8.00 hrs. de un día hábil	16.00 hrs. del mismo día hábil	11.00 hrs. del primer día hábil siguiente
16.00 hrs. de un día hábil	24.00 hrs. del mismo día hábil	14.00 hrs. del primer día hábil siguiente
Si la perturbación se produce en un día no hábil		Antes de las 11.00 hrs. Del primer día hábil siguiente

Etapa 3-Análisis final: el Informe se emitirá y remitirá dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.

Etapa 4-Auditorias de perturbaciones del EOR.

En cada una de estas etapas se establece un flujo de información jerárquico entre los OS y el EOR tal que permita una rápida identificación de la perturbación y sus medidas correctivas para lograr una operación aceptable post falla, y para efectivizar las medidas que permitan evitar, en lo posible, situaciones semejantes en el futuro.

Etapa I: Análisis en Tiempo Real.

Inmediatamente luego de sucedida la perturbación, el OS involucrado debe informar al EOR lo ocurrido a los fines de su conocimiento y eventual intervención en tareas de coordinación. En especial, se deberán informar los equipos que quedaron indisponibles debido a la perturbación y sus motivos.

De considerarlo necesario, el EOR podrá solicitar información adicional entre las etapas I y II para confeccionar eventuales Partes de Novedades a girar a los demás OS.

Etapa II: Análisis Preliminar

El OS responsable deberá enviar al EOR, en los plazos indicados anteriormente, un PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN respetando el modelo que se indica en el Anexo B del presente Reglamento.

Dentro de los mismos tiempos, cada OS del área afectada deberá enviar al EOR la información de los cortes de carga producidos en su área según el modelo indicado en el anexo antes citado.

Dentro del primer día hábil posterior al de ocurrencia de la perturbación y con la información disponible, el EOR efectuará el análisis de la perturbación y emitirá y remitirá a los OS el correspondiente INFORME PRELIMINAR.

En los casos particulares en que por las características o evolución de la perturbación no quede claramente establecido el responsable de la realización del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN, este será designado por el EOR.

Etapa III: Análisis Final

Dentro de los DOCE (12) días hábiles posteriores a la ocurrencia de la perturbación, el OS responsable deberá elaborar y enviar al EOR, un INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN respetando el modelo que se indica en Anexo B de la presente.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN será analizado y aprobado por el EOR, luego de lo cual será emitido y remitido a los OS. La información relevante será archivada en las "Bases de Datos de Estadísticas de Perturbaciones" dentro de los 10 días hábiles de recibido el informe, con las observaciones que se considere necesario agregar.

En caso que el INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN presentado no fuese aprobado por el EOR, el OS responsable será informado sobre las observaciones al mismo, debiendo presentar un nuevo informe dentro de los 7 días hábiles siguientes al rechazo.

Cuando existieran dudas sobre el desempeño de algún OS durante la perturbación o su reposición, el EOR o el OS responsable de la elaboración del Informe podrá solicitar copia de la grabación de las comunicaciones operativas que se registraron durante la misma y de la información que capturen los diferentes equipos tales como: registradores de transitorios, relevadores de protección, secuencia de eventos del sistema SCADA y otros.

De no contarse con las mismas, la prueba de las divergencias quedará a cargo del OS correspondiente, por lo cual se considera necesario que los mismos cuenten con un sistema de grabación de comunicaciones con los Centros de Control de los agentes de sus sistemas eléctricos y con los demás OS.

Si como conclusión de esta etapa se desprendiera que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control propiedad de alguno de los agentes de su sistema eléctrico, el OS respectivo deberá incluir un cronograma de las acciones correctivas a tomar. Dentro de los 10 días hábiles posteriores a los plazos indicados en el cronograma se deberá enviar al EOR un informe detallando las tareas correctivas realizadas.

El EOR evaluará todos los antecedentes existentes sobre cada perturbación y los INFORMES FINALES realizados por los OS con el objeto de aprobar estos últimos.

En caso de que la gravedad de la perturbación o las discrepancias entre las informaciones recibidas lo aconseje, el EOR podrá citar a los OS involucrados a una reunión para analizar la perturbación, resolver las discrepancias suscitadas y cerrar el INFORME FINAL.

Toda la información utilizada para el análisis de fallas, incluyendo la transcripción de las grabaciones, estará disponible para los OS cuando el INFORME FINAL esté elaborado.

Etapas IV: Auditoria de las Perturbaciones

El EOR podrá:

- Realizar auditorias con la aprobación del OS correspondiente en las instalaciones de los agentes del sistema eléctrico operado por dicho OS, o
- Delegar en el OS respectivo la realización de tales Auditorias.

El objetivo de estas auditorias será:

- Obtener información para dejar debidamente aclaradas las causas y consecuencias de todas las perturbaciones ocurridas en el Sistema Eléctrico Regional de América Central.
- Observar las medidas correctivas utilizadas para normalizar el Sistema Eléctrico Regional de América Central.
- Analizar las características y el flujo de la información suministrada.
- Evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección.
- Evaluar las responsabilidades de los actores en las perturbaciones registradas.
- Evaluar las acciones tomadas o a tomar por los actores responsables de las perturbaciones para evitar su repetición.
- Analizar el cumplimiento de las instrucciones de operación impartidas por el OS.
- Auditar el cumplimiento de las Ordenes de Servicio del OS.
- Verificar que los procedimientos internos para situaciones de emergencia para el personal de los Centros Operativos y/o de Control y las Subestaciones principales de propiedad de los agentes del Sistema Eléctrico Regional de América Central se encuentren actualizados, disponibles y con conocimiento de su contenido por parte del personal involucrado, inclusive que el personal cuenta con la correspondiente habilitación, de requerirla la condición de la instalación por este controlada.

4.5 Acciones

Concluidas las etapas definidas en el punto 4.4 anterior, el EOR a partir de la información obtenida, elaborará un informe de la perturbación que será emitido y remitido a todos los OS y a la CRIE preferentemente bajo formatos de correo electrónico, y cuyos contenidos mínimos deberán ser:

- El Informe Final de Perturbación elaborado por el OS correspondiente.
- Las causas de la Perturbación, inclusive las conclusiones y comentarios del EOR.

- Los comportamientos de las partes y la satisfacción de responsabilidades por el EOR, los OS y los agentes.
- Acciones a tomar por el EOR y requerimientos de acciones a los OS.

En el caso que el OS responsable de la realización de los informes no cumpliera en forma reiterada en los plazos establecidos para su presentación y/o cualquiera de los requerimientos previstos en el punto 4.4, el EOR informará a la CRIE a los fines que esta decida sobre las eventuales medidas que pudieran corresponder.

Acciones a Tomar

Las acciones que deban tomar el EOR, los OS y los agentes pueden ser preventivas o correctivas:

Acciones Preventivas

Las acciones preventivas que adopte el EOR deberán ser fundamentadas y dicha fundamentación informada a los OS.

Las acciones preventivas podrán ser, entre otras:

- El EOR podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones operativas transitorias a la capacidad de transmisión, al despacho o a las operaciones de los OS con el objeto de preservar la seguridad del sistema. Los OS podrán recusar esas medidas ante la CRIE.
- El EOR podrá requerir a los OS:
 - La realización de estudios para evaluar el comportamiento del sistema ante las perturbaciones analizadas, incluyendo análisis de confiabilidad.
 - Información sobre los ensayos realizados sobre los equipamientos de control y protección de su sistema, y la realización de un programa de ensayos sobre los equipamientos que lo requieran.
 - Información sobre los procedimientos e instrucciones internas de operación de los OS y los Centros de Control y Subestaciones principales de los agentes de cada sistema nacional.
 - Información sobre mantenimientos de equipos.

Acciones Correctivas

Si el EOR considerara que existen instalaciones en el sistema operado por el OS que no

cumplen con las normas de diseño y calidad respectivas, podrá informar a la CRIE sobre la situación existente a fin de que determine la conveniencia de instruir al OS para que realice, en el marco de su relación con los agentes de su sistema eléctrico, las siguientes acciones:

- Su pronta solución.
- La realización de mantenimientos preventivos y correctivos.
- La reparación, modificación, cambio o instalación de equipamientos de control y protección.
- La modificación de sistemas de supervisión, registro de información y alarmas.
- La revisión y modificación de las Ordenes de Servicio e Instrucciones Internas de Operación.

Cualquier operador o agente del mercado puede acudir al EOR para presentar cualquier reclamo o solicitar las aclaraciones que considere necesarias relacionadas con aspectos del MER. Si este operador o agente no queda satisfecho con los resultados de su gestión, podrá en última instancia acudir a la CRIE y solicitar su intervención para la resolución de la controversia.

5 OPERACIÓN TÉCNICA DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

5.1 Objeto

Este apartado tiene por objeto definir las reglas y procedimientos a ser adoptados en la Operación en tiempo real del MER, a ser realizada por los operadores de sistema (OS) de cada país en coordinación con el EOR.

5.2 Principios operativos

Los OS se obligan a cumplir las normas, procedimientos, metodología, reglas y criterios aplicables de este reglamento en lo referente a la ejecución y supervisión de maniobras, la coordinación de la operación, el intercambio de información y la comunicación entre sus centros de operaciones, considerando las reglas existentes de cada país.

Los OS se comprometen a intercambiar y mantener actualizados los diagramas unifilares de las instalaciones involucradas en la RTR, donde se indicará la identificación de los equipos a ser utilizada en la relación operativa entre el EOR y los OS.

Los OS se comprometen a operar la RTR de manera tal, que toda maniobra o ensayo sobre el equipamiento no comprometa la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional.

Si a pesar de sus mejores esfuerzos en el sentido de resolver todas las divergencias de carácter técnico - operativo, los OS no logran llegar a un acuerdo en un plazo de 10 (diez) días hábiles, el problema deberá ser elevado al EOR.

5.3 Procedimientos Operativos e Intercambio de Información

5.3.1 Objetivo

La relación operativa y el intercambio de información entre las partes deberán ser efectuados

según las directivas generales aquí establecidas para la pre operación, la operación en tiempo real y la pos operación.

5.3.2 Directivas Generales

La relación entre el EOR y los OS será mantenida sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en la presente reglamentación.

El OS es responsable de la coordinación de las operaciones en sus líneas de interconexión internacionales.

El intercambio de energía a través de las líneas de interconexión deberá ser coordinado entre el EOR y los OS. Las maniobras, en tiempo real, para el restablecimiento de una línea de interconexión deberán ser coordinadas entre los OS de ambos sistemas eléctricos. Las maniobras, en tiempo real, para la desconexión programada de equipos que afecten una línea de interconexión, deberán ser coordinadas entre los OS de ambos sistemas eléctricos.

Los recursos utilizados para la comunicación operativa estarán destinadas al uso exclusivo de los operadores del EOR y los OS. Los acuerdos y/o intercambio de información que afecten la operación en tiempo real y que por su urgencia deban realizarse en forma verbal, deberán ser confirmados por escrito con la mayor brevedad.

5.3.3 Comunicaciones en el Pre despacho

Las solicitudes de mantenimiento y/o pruebas de equipos, se harán con un plazo mínimo de anticipación de 120 horas, serán enviadas por el OS solicitante, tanto al EOR como a los OS restantes, quienes deberán tomarlas en cuenta para la programación de las transacciones.

Las solicitudes de mantenimiento y/o pruebas de equipos deberán ser realizadas mediante la emisión de formularios para "Solicitud de mantenimiento y/o pruebas en equipos de las interconexiones - SOLMANT", conforme a lo expresado en el punto 5.4.3. Las solicitudes de cancelación de mantenimiento programados deberán ser enviadas al EOR y los OS, conforme a lo establecido en el punto 5.4.3.

Cada OS deberá informar al EOR y a los demás OS toda modificación en las instalaciones que puedan interferir en la operación de las líneas de Interconexión, tales como alteraciones en esquemas de protecciones o en la capacidad operativa de los equipos.

5.3.4 Comunicaciones en Tiempo Real

En toda comunicación, tanto el emisor como el receptor, deberán identificarse con su apellido y el nombre de la empresa respectiva. En la comunicación se deben denominar los equipos de las líneas de interconexión con su nombre completo y con la nomenclatura acordada por el EOR y los OS, con el fin de evitar posibles confusiones.

Las comunicaciones operativas para la coordinación de maniobras deben ser dictadas despacio y de manera clara, para registrarlas en los libros de novedades y en los equipos de grabación, tanto del EOR como de los OS. En casos de urgencia la anotación se regularizará a posteriori, respetando los conceptos de la conversación e indicando la hora, el lugar y las personas que participaron.

En las comunicaciones operativas referidas a intercambios de energía, se deberá especificar claramente el sentido del flujo.

Ante la ocurrencia de cualquier anomalía que implique la necesidad de alteración de los valores programados de intercambio de energía, los OS correspondientes deberán comunicarlo al EOR, con la mayor brevedad posible, informando el valor de dicha alteración, el motivo y la duración estimada de la anomalía.

Toda reprogramación debe ser efectuada mediante comunicación entre el EOR y los OS correspondientes, con la mayor anticipación posible y con 20 minutos como mínimo, excepto en el caso de emergencia en que se operará sin dar aviso y luego se informará el motivo de tal acción. El OS&M podrá solicitar el redespacho correspondiente si así lo desea, siempre y cuando se cumplan con los requisitos contenidos en la sección redespachos y desvíos de emergencia.

Toda la información necesaria para la operación en tiempo real, solicitada por el EOR o un OS, deberá ser suministrada con la mayor brevedad.

Los eventos tales como perturbaciones causadas por pérdidas de bloques de generación, pérdidas de carga, disparos de líneas de transmisión o de transformadores, que afecten el intercambio de energía a través de las líneas de interconexión, deberán ser informados al EOR y a los demás OS con la mayor brevedad, de acuerdo a lo establecido en la sección 4.3 Información a Registrar.

5.3.5 Comunicaciones en la Pos Operación

Los datos de los sistemas, que el EOR necesite para el seguimiento diario pos operativo, deben ser enviados por los OS.

La energía hora a hora de los intercambios realizados (MW/h), debe ser informada por cada OS al EOR antes de las 15:00 horas del día hábil siguiente.

- Como complemento de la información dada en tiempo real, los eventos en las instalaciones que afecten a los intercambios de energía, tales como: perturbaciones causadas por pérdidas de bloques de generación, pérdidas de carga, disparos de líneas de transmisión, pérdidas de quipos de compensación de reactivo o de transformación, etc., deben ser informados, de manera preliminar al del informe final, en el primer día hábil siguiente al evento.

5.3.6 Contactos

Se mantendrá actualizado diariamente un listado del personal perteneciente a cada uno de los OS que esté relacionado con la operación de las líneas de interconexión. Se colocará el cargo de la persona y el medio para ubicarlo.

5.3.7 Recursos de Control, Supervisión y Telecomunicación de las Líneas de Interconexión

Tanto las condiciones de los equipos con los cuales se operan las líneas de interconexión, como también los parámetros de los sistemas, que se consideren indispensables, deberán ser registrados y actualizados a través del sistema supervisorio del sistema eléctrico de cada país y enviados al EOR.

5.4 Mantenimiento y Ensayos de los Equipos de las Líneas de Interconexión

5.4.1 Consideraciones Generales

Las tareas de mantenimiento y/o ensayos del equipamiento de las líneas de interconexión deberán ser autorizadas, conjuntamente, por el EOR y el correspondiente OS.

Las solicitudes para la realización de mantenimiento, pruebas y ensayos, deberán ser emitidas dentro de los plazos establecidos por medio del formulario de solicitud de mantenimientos que figuran en el anexo C. Después de la aprobación, el procedimiento para la ejecución de maniobras se harán conforme a lo establecido en este Reglamento.

Para el inicio de los trabajos programados, deberán estar satisfechas las condiciones para la realización de los mismos, ya sea: condiciones para la realización de maniobras en las instalaciones, condiciones del sistema eléctrico regional, etc.

Ningún trabajo de mantenimiento en los equipos que afecten o puedan afectar a las líneas de interconexión, debe ser realizado sin el conocimiento y autorización previa del EOR y el correspondiente OS. Para la relación operativa e intercambio de información con respecto al mantenimiento, deben ser utilizados los procedimientos establecidos en este Reglamento

5.4.2 Clasificación de los mantenimientos

Los OS enviarán antes del 30 de noviembre la información para que el EOR elabore un Plan Anual de Mantenimientos de las Líneas pertenecientes a la RTR, el cual deberá estar disponible antes del 15 de diciembre. Este plan será desagregado en forma mensual por parte del EOR, el cual será de estricto cumplimiento. El OS podrá solicitar al EOR una modificación de dicho plan con una anticipación de 15 días.

Los mantenimientos listados a continuación, debido a su naturaleza, deberán ser coordinados, autorizados y controlados en conjunto por el EOR y los correspondientes OS:

- Mantenimiento con desconexión del equipamiento principal de las líneas de interconexión.
- Mantenimiento que implique restricciones, limitaciones a la operación normal, o exija bloqueo del recierre automático de los interruptores de las líneas de interconexión en operación.
- Mantenimiento que indisponga o altere las características operativas del dispositivo de

recierre.

- Mantenimiento de cualquier naturaleza, inclusive en servicios de alimentación de corriente alterna y/o continua, durante las cuales exista riesgo de salida de servicio de las líneas de interconexión.
- Mantenimiento que indisponga alguno de los recursos de supervisión y telecomunicación abajo listados:
 - Unidad terminal remota (parcial o total) de las subestaciones de las líneas de interconexión,
 - Sistema de telecomunicación (módem o enlace de voz y/o datos)
 - Procesador de comunicaciones (front-end).
 - Punto de medición del intercambio de energía.
 - Control Automático de Generación (AGC) involucrando:
 - Sistema de AGC;
 - Puntos de medición de intercambio de energía, de frecuencia y de potencia de generación de centrales
- Mantenimiento que modifique la configuración normal de la instalación o altere la selectividad de las protecciones (Ej.: Apertura de interruptor de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo, alteración del área de cobertura de la protección diferencial).
- Mantenimiento que implique la posibilidad de pérdida de coordinación de interdisparos de la protección de las líneas de interconexión.
- Mantenimiento para pruebas y ensayos especiales en equipamientos.

5.4.3 Procedimientos para la Solicitud de mantenimientos

Toda solicitud de mantenimiento deberá ser del conocimiento de las áreas de mercado del EOR y los OS. Las solicitudes de mantenimiento deberán respetar las siguientes pautas:

- Los mantenimientos deberán ser solicitados por los OS a través del envío del formulario "Solicitud de mantenimiento en los equipos de las interconexiones - SOLMANT" conforme al Anexo C de este Reglamento,
- En caso de un mantenimiento de emergencia, los trámites de solicitud y autorización deberán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control de los OS y del EOR, quienes posteriormente informarán a las áreas de mercado,
- En caso de que el mantenimiento se postergue para el día siguiente, esto deberá ser oficializado a través del envío de la documentación adecuada (planilla SOLMANT) por el OS solicitante al otro OS y al EOR.

El EOR y OS que reciban la solicitud deberán analizarla y confrontarla con los mantenimientos ya programados. Luego del análisis y confrontación de la solicitud, el EOR y el OS deberán contactar al OS que solicitó el mantenimiento, informando su aprobación o denegación.

Los trabajos de mantenimiento que se realicen en equipos que estén fuera de servicio por razones operativas, también deben ser autorizados y coordinados, de acuerdo con los procedimientos aquí mencionados.

El llenado de la Solicitud de Mantenimiento (Ver anexo C) se hará de acuerdo a las siguientes indicaciones:

- Campo 1: Deberá ser llenado con el número de solicitud y con el año en curso
- Campo 2: Deberá ser indicado si es solicitud de Inclusión o de Cancelación.
- Campo 3: Deberá ser indicado si la solicitud es con desconexión y de tipo programado o no programado
- Campo 4: Deberá ser indicado si la solicitud es sin desconexión y de tipo programado o no programado
- Campo 5: Deberá ser llenado con el tipo de equipo (línea de transmisión, transformador, etc.), nivel de tensión del mismo y subestación en la que está localizado
- Campo 6: Deberá ser llenado con el día y el horario previsto para el inicio y fin de la desconexión y el tiempo de reposición al servicio del equipamiento en caso de necesidad de la operación.
- Campo 7: Deberá ser indicado si el equipamiento permanece intervenido por todo el período (continuo) o si el equipamiento retoma a la operación en cada día (diariamente).
- Campo 8: Deberá ser llenado con una descripción breve del trabajo a ser realizado por los sectores de mantenimiento de la empresa ejecutante.
- Campo 9: En caso que la solicitud sea no programada, deberá indicarse la razón para ello. Ejemplo: Riesgo para el equipamiento, riesgo para la operación de las líneas de interconexión ante la pérdida intempestiva del equipamiento.
- Campo 10: Deberá ser llenado con el nombre y cargo de la persona que solicitó la intervención, la empresa y el departamento de trabajo de esa persona, la fecha en que fue efectuada la solicitud y el nombre y cargo de la persona que aprobó esa solicitud.
- Campo 11: Deberá ser llenado, en caso de ser necesario, por la persona que aprobó la

intervención, con informaciones complementarias para la realización del mismo.

- Campo 12: Deberán ser especificadas las condiciones de seguridad necesarias para la ejecución de los trabajos, que el OS solicitante requiere del otro OS.

5.4.4 Ejecución de los mantenimientos

Las condiciones para la ejecución de los mantenimientos deberán constar en el formulario para "Solicitud de mantenimiento en los equipos de las interconexiones - SOLMANT".

Los OS podrán cancelar los mantenimientos programados, cuando lo juzguen necesario, en función de las necesidades de sus sistemas y lo harán del conocimiento del EOR, por lo menos con 15 días de antelación, para que se haga del conocimiento de los agentes en la programación de sus transacciones.

Para la ejecución de los mantenimientos, la coordinación de las maniobras estará a cargo de los centros de control de los OS correspondientes.

El procedimiento para la autorización de las maniobras previas y posteriores al mantenimiento debe ser realizado entre los centros de control de los OS y el EOR, conforme al punto anterior. La ejecución del mantenimiento sólo podrá ser iniciada luego de la autorización de los centros de control de los OS y del EOR.

Los procedimientos detallados para desconexiones programadas o no programadas de los equipos de la Interconexión, así como los procedimientos para la normalización / recomposición de esos equipos están descritos en el campo 6, de la solicitud de mantenimiento. Toda maniobra acordada en forma anticipada debe ser informada, en los instantes previos a su ejecución, por el centro de control del OS donde se hace la maniobra al centro de control del otro OS. Asimismo, una vez realizada la maniobra, el centro de control del OS responsable confirmará lo hecho al OS del otro centro de control.

Las maniobras para sacar de servicio los equipos de las interconexiones se realizarán en forma secuencial y confirmada en cada extremo, a saber: apertura de interruptores, apertura de seccionadores de línea y barra, cierre de seccionadores de puesta a tierra y otras medidas de seguridad; e inversamente para el retorno al servicio de un equipo.

Antes de iniciar las maniobras para poner en servicio la línea de interconexión internacional, deberá confirmarse fehacientemente la finalización de todos los mantenimientos sobre la misma que impidan o pongan en riesgo su operación normal.

Los centros de control de los OS, deberán verificar con las empresas propietarias, las condiciones del equipamiento en ocasión del retorno a la operación después de un mantenimiento, debiendo ser informados de cualquier limitación o restricción resultantes del mismo.

5.5 Coordinación de Maniobras en los Equipos de las líneas de Interconexión

5.5.1 Objeto

En este capítulo se establecen los procedimientos específicos a ser seguidos por los centros de control de los OS, para la operación de las líneas de interconexión internacionales de los sistemas eléctricos de los países Centroamericanos, con respecto al restablecimiento de las interconexiones luego de una desconexión por falla o programada.

5.5.2 Coordinación de maniobras

Las maniobras de los equipos de una línea de interconexión para tareas de mantenimiento o durante el restablecimiento luego de una perturbación, deberán ser coordinadas conjuntamente, por los centros de control de los OS y por las empresas propietarias de los equipos. Siempre que se necesite ejecutar maniobras en uno de los sistemas y que afecten directa o indirectamente a las líneas de interconexión, el OS de dicho sistema deberá informar sobre esta situación al EOR y a los otros OS.

Las maniobras que, por motivos de seguridad de las personas o integridad del equipamiento, deban ser realizadas lo más rápido posible, no necesitan de acuerdo previo entre los centros de control de los OS. El centro de control del OS que efectuó la maniobra deberá informar inmediatamente al centro de control del otro OS y al EOR.

La coordinación de las maniobras debe ser realizada de forma tal que sean satisfechos los requisitos de orden técnico y de seguridad teniendo como objetivo obtener el mayor grado de confiabilidad en la operación, estas maniobras deberan ser coordinadas por el OS en cuyo sistema se inició la perturbacion. Los procedimientos para el restablecimiento de la línea de interconexión, después de desconexiones voluntarias o involuntarias, serán los vigentes en cada uno de los sistemas de la región. Estos procedimientos deben ser remitidos al EOR previo

al inicio de la operación del MER en el periodo transitorio.

6 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

6.1 Objeto

Detallar los Estudios que realizarán el EOR, para garantizar la seguridad operativa de las transacciones programadas en el predespacho y análisis de contingencia ante fallas en el SER. Indicar el registro histórico de interrupciones y de energía no suministrada, que cada OS y/o Transmisor deberá llevar, con el objeto de calcular índices de calidad y confiabilidad de los elementos del sistema de transmisión de cada país.

Definir los índices de calidad y confiabilidad de la RTR, que el EOR deberá analizar y publicar anualmente, basados en los registros históricos de interrupciones de cada país.

6.2 Manejo de la información

6.2.1 Información de Referencia

6.2.1.1 Estudios Eléctricos

Los estudios eléctricos del sistema de potencia, dependiendo de la naturaleza del estudio, deberán tener en cuenta:

- Los pronósticos de corto plazo sobre las condiciones de oferta y de demanda regionales.
- Curvas típicas de demanda horaria
- Características técnicas de los equipamientos del sistema de transmisión
- Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.

6.2.1.2 Calidad del sistema de transmisión

El EOR llevará un registro para monitorear la calidad de servicio del Sistema de Transmisión recopilando los datos históricos que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de reactivo, para estudios de confiabilidad:

- Estadísticas de desempeño del Sistema de Transmisión;

- Disponibilidad por fallas o por salidas programadas;
- Coeficientes de Disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas;
- Coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt;
- Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas;
- Nodos con niveles de tensión fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.

6.2.1.3 Frecuencia de déficit de reserva rodante y su duración

Respecto a datos que convenga recabar de otras fuentes, los Transportistas y/o OS deberán utilizar la última información pública de cada país y/o publicada por el EOR disponible al momento de la confección del Informe, o en su defecto, la mejor proyección de que dispongan o que sea dable realizar, lo cual deberá ser específicamente explicitado.

6.2.2 Procedimientos de recolección de datos

A continuación se detalla los procedimientos de recolección de datos:

6.2.2.1 Datos a suministrar por los generadores al OS respectivo de cada país, antes del 1 de noviembre:

Cada Generador mantendrá permanentemente actualizado la siguiente información antes del 1 de noviembre:

- Parámetros de los modelos del generador, sistema de excitación y sistema de control de velocidad (incluye las pruebas pertinentes que apoyen dichos parámetros).
- Parámetros de transformadores, interruptores y sistema de aislamiento.
- Datos y ajustes de protecciones.
- Esquemas automáticos de desconexión.
- Diagramas unifilares de las instalaciones.
- Ampliaciones previstas de generación.
- Toda información relacionada para desarrollo adecuado de los estudios eléctricos.

6.2.2.2 Datos a suministrar por los distribuidores y grandes usuarios al OS respectivo de cada país antes del 1 de noviembre:

- Demandas previstas de energía, potencia activa y reactiva por barra.
- Esquemas de desconexión de carga por mínima frecuencia y mínima tensión previstos por los distribuidores y/o grandes usuarios.
- Curvas típicas de demanda horaria y por estación húmeda y seca.
- Características técnicas de los equipamientos de distribución en los puntos de conexión y de grandes usuarios (protecciones, interruptores, aislamiento).

6.2.2.3 Datos a suministrar por el transmisor al OS antes del 1 de noviembre:

- Características físicas de las líneas de transmisión y estructuras.
- Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, transformadores, interruptores, bancos de capacitores, bancos de reactores, capacitores series, y todo elemento de potencia que afecte el comportamiento eléctrico de la red de transmisión.
- Esquemas automáticos de desconexión y disparos transferidos.

6.2.2.4 Datos a suministrar por los OS al EOR antes del 1 de febrero:

- Cada OS reunirá la información de los generadores, distribuidores, transmisores y usuarios finales de los ítems precedentes, comprobará la validez de los mismos y los remitirá al EOR en los plazos dispuestos.
- Los pronósticos de mediano y largo plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SER, serán tenidos en cuenta en los estudios si se encuentran disponibles al 1 de marzo, en caso contrario se considerarán los correspondientes al año anterior, escalados con el último dato de tasa de crecimiento.
- Calculará e informará al EOR los índices de confiabilidad del año precedente.
- Informará de las nuevas expansiones que afecten al SER y proporcionará una copia de los estudios de interconexión.
- Estudio anual indicativo de las condiciones de operación a corto plazo y mediano plazo del Sistema de Potencia bajo control del OS.

6.2.2.5 Datos suministrados por el EOR a los OS antes del 1 de marzo:

El EOR reunirá la información recolectada por cada OS, los grabará en una base de datos de referencia al cual tendrá acceso cada OS.

Otra información que permanentemente el EOR debe proporcionar es:

- Criterios y Parámetros de desempeño mínimo regional
- Nómina de parámetros de equipamiento de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios (Banco Regional de Parámetros).
- Base de datos regional del SER incorporados a un modelo de simulación de calidad y prestación reconocidas y aprobada por todos los países.
- Base de datos históricas de índices de confiabilidad e informe del año anterior.
- Datos globales de demandas de energía y potencias para cada punto de retiro de carga para los primeros 2 años, prevista para cada país.

6.3 Estudios Eléctricos

Estos estudios contendrán la información suficiente para que los agentes, centros de control, y demás entidades puedan analizar las vinculaciones con el sistema de transmisión de alta tensión y su futuro comportamiento.

Los estudios eléctricos realizados dentro del presente reglamento, deberá realizarlo teniendo en cuenta:

- los grupos generadores, sus controles y sus límites técnicos definidos por sus respectivas curvas de capacidad
- la demanda de potencia real y reactiva, su variación respecto al voltaje y la frecuencia
- los elementos de control de la tensión y compensación de reactivos aparte de los generadores.
- la tensión en barras del sistema de transmisión con desviaciones no mayores a la banda de tensión en condiciones normales y de emergencia
- la estabilidad del SER ante grandes y pequeñas perturbaciones.
- y los índices de confiabilidad de los elementos de potencia

Los desvíos a informar corresponden a situaciones normales y ante salidas de equipamiento. Evidentemente en algunos casos los resultados pueden mostrar que algunos parámetros del sistema se salen de los rangos de valores establecidos en los criterios de desempeño mínimo. En ese caso se deberán identificar las causas y proponerse la medidas correctivas que se consideren mas adecuadas.

6.4 Actividades

6.4.1 Actividades del EOR

El EOR debe definir a través un estudio los criterios de calidad y seguridad de desempeño mínimo requerido del Sistema Eléctrico Regional (SER) para todas las expansiones o modificaciones al SER y que se deban aplicar en la programación y operación del mismo, tanto en condición normal como de emergencia. Dichos parámetros podrán revisarse dependiendo de la evolución del SER.

Los rangos y tolerancias determinados como criterios de seguridad operativa deberán estar incluidos en un Anexo A Criterios de Desempeño Mínimo, dejando el presente documento para los lineamientos principales sobre los derechos y deberes de todos los participantes respecto a los estudios eléctricos de red para evaluar expansiones, modificaciones, rehabilitaciones o la operación del mismo para identificar restricciones en el sistema de transmisión o refuerzos en el SER.

El EOR realizará un estudio anual indicativo de las condiciones de operación a corto plazo del SER, el cual estará sujeto al presente reglamento, con el fin de que sirva de referencia a los Usuarios actuales y futuros de los sistemas de transmisión, presentando las características del desempeño eléctrico y la capacidad del SER en el corto plazo.

6.4.2 Actividades de los OS y/o Transmisores

Cada OS y/o Transmisor deberá evaluar la calidad de los estudios de interconexión de futuras expansiones, aceptarlos o rechazarlos, y deberá evaluar la importancia de la expansión dentro del SER.

Si la expansión influye en SER, el OS y/o transmisor informará al EOR de la futura condición del sistema y remitirán al EOR los informes respectivos de los estudios evaluados con el presente reglamento, quien a través del análisis integrado, determinará el funcionamiento eléctrico del SER.

Los Transportistas y/o OS deberán realizar con periodicidad anual, los estudios a corto y mediano plazo de la red a fin de producir la información necesaria para evaluar el funcionamiento de cada sistema en forma individual e interconectado.

6.4.3 Actividades de los Agentes

Toda expansión de los sistemas que integran el (SER), ya sea en generación, demanda o transmisión que por su importancia afecten al funcionamiento conjunto será analizada en el marco de la presente Norma en cuanto a su impacto sobre las instalaciones existentes, y deberán presentar los resultados del estudio al Transmisor y OS/ de cada país.

El EOR establece los criterios de calidad y seguridad del SER que determinen el nivel de desempeño mínimo requerido. Dichos criterios de desempeño mínimo definen el conjunto de restricciones a tener en cuenta en las expansiones, modificaciones de la red, despacho y operación en tiempo real.

Por lo anterior, cada operador deberá tener en cuenta, al decidir el tipo y diseño de equipamiento a instalar, y si algún equipamiento, que por su estado o por sus características eléctricas en que se encuentra, pone en peligro las condiciones de operación establecidas para el SER, el EOR requerirá su desconexión.

6.4.4 Característica de los Estudios Eléctricos

Los estudios eléctricos estarán caracterizados por:

- los criterios de desempeño mínimo, que son los que establecen los límites operativos dentro de los cuales el funcionamiento del sistema eléctrico tiene los grados mínimos de seguridad exigidos por las normas;
- ejecutados a partir de una base de datos confiable y actualizada y cuyos resultados sean auditables y reproducibles por cualquier operador.
- realizados con un simulador de calidad reconocida (calidad de la herramienta) y con una base de datos confiable y transparente (calidad de la información).
- que los especialistas encargados de todos los aspectos relacionados con el estudio, tengan una capacitación adecuada a las necesidades en el uso del simulador, desarrollo de estudios, definición de criterios, interpretación de resultados, etc., que les permita actuar con independencia en el desarrollo de las funciones de su competencia.

Dependiendo del proyecto de estudio presentado, puede contener más de uno de los siguientes

tipos de análisis:

- Estudios de régimen permanente
- Cálculos de parámetros de líneas de transmisión
- Análisis de desbalances
- Transitorios electromecánicos
- Análisis modal
- Modelaje de generadores y sus controles para nuevas expansiones
- Transientes electromagnéticos
- Análisis de confiabilidad global del sistema y/o específica.

Además debe estar orientado en la definición de necesidades de introducir equipamientos adicionales de control en el sistema, sistemas de protección, sistemas de comunicación, identificación de refuerzos, etc.

7 ORGANIZACIÓN COMERCIAL DEL MER

7.1 Objeto

El presente capítulo desarrolla la organización comercial del MER (productos que se compran y venden, y modos de comprar y vender). Durante el periodo transitorio, el MER operará bajo las siguientes restricciones a lo desarrollado en el diseño conceptual para su organización permanente:

- La existencia de Mercados nacionales que mantienen su regulación excepto en modificaciones menores que aseguren la realización de las ofertas requeridas. Estas modificaciones se relacionan a las interfases requeridas para homogenizar la estructura de las ofertas de oportunidad que pondrán a disposición del Mercado Eléctrico regional.
- La aplicación de una reglamentación transitoria del sistema de transmisión, en tanto se define una reglamentación de carácter permanente.

Se describe los temas claves de organización Comercial:

- Características de los contratos: tipos de contratos, indicando objeto, características y partes de cada uno.
- El tratamiento de las restricciones de la RTR..
- Transacciones de energía de oportunidad: Relación con el despacho económico y los contratos, el cálculo del precio de la energía, precios de exportación de oportunidad.
- Sistema de liquidación y cobranza: El sistema de medición comercial, el Banco Liquidador.

Los reclamos y la resolución de conflictos.

7.2 INTERFASES NACIONALES CON RELACION AL REGIONAL

Existirá un mecanismo de despacho en dos niveles (regional y nacional) coordinado por el

EOR, el cual permite tender a un uso eficiente de las oportunidades y complementariedades, sin afectar las funciones y obligaciones asignadas en cada país a los OS&M nacionales. Las diferencias de estructura y regulación entre los distintos mercados nacionales permanecen invisibles al MER (a espaldas del punto de inyección o retiro de la RTR) y se produce el desacople entre los mercados nacionales y el MER, permitiendo que a nivel regional el tratamiento sea en principio el mismo, para países con regulaciones distintas, en particular para países con y sin Mercado Mayorista instituido.

Cada OM deberá establecer las interfases adecuadas que permitan compatibilizar la reglamentación nacional, con la reglamentación transitoria del mercado e informará oportunamente al EOR.

7.3 *Habilitación de agentes*

Todo Agente que esté habilitado en su país para operar en el mercado, puede solicitar a su respectivo OS&M su habilitación como agente en el MER para poner a disposición oferta o demanda para ser transada en dicho mercado.

Los Agentes de cada país coordinarán con su respectivo OS&M las transacciones que pretendan realizar en el MER. Los OS&M asumirán las tareas internas de coordinación de ofertas y demandas y manejo de toda la información dentro de su país.

Los Agentes que soliciten ser habilitados en cada país por su respectivo OS&M para participar en el MER, deberán cumplir como mínimo con los siguientes requisitos:

- Declaración Jurada de cumplimiento de lo que se establece en este Reglamento y sus anexos.
- Extender la cobertura de las garantías de pago para el proceso de liquidación del MER
- Limitar sus transacciones a las que pueda cubrir con su garantía.

El OS&M respectivo deberá informar al EOR y CRIE si los agentes que han solicitado participar en el MER, están habilitados por la regulación nacional y si han cumplido con los requisitos enumerados arriba.

7.4 Productos y Servicios que se comercializan.

Los productos y servicios que se comercializan en el MER son:

- Energía horaria: Se diferencian de acuerdo al tipo de transacción, ya sea por contratos o de oportunidad.
- Servicios Auxiliares: Según acuerdos bilaterales entre áreas de control.
- Servicio de Transmisión Regional: Es el servicio de transmisión mediante el cual se realizan las transacciones en el MER a través del uso de las instalaciones de la RTR.
- Servicio de Operación del Sistema y Administración del MER: La operación del sistema regional y la administración del mercado es una actividad que recibe una remuneración por la que cada agente es responsable de pagar un cargo por el servicio del EOR.

7.5 Sistema de Precios Nodales y pago del servicio de transporte.

Se establece un sistema de precios nodales horarios para el MER por nodo de acceso a la RTR, los cuales se listan en el Anexo D “Nodos Habilitados de la RTR”. Dichos precios reflejarán los costos de corto plazo que una inyección o demanda de oportunidad hace incurrir al sistema, poniendo en evidencia las restricciones de capacidad de transmisión (congestiones). El Sistema de precios nodales es de aplicación solamente a las transacciones del MER y se calcularán de acuerdo a lo establecido en el Anexo H. El sistema de precios nodales aplica a todas las transacciones que se desarrollan en el MER, cualquiera que sea su naturaleza.

Cargos de Transmisión para Transacciones por Contratos

Las transacciones derivadas de un contrato pagarán un Cargo de Transmisión integrado por un Cargo Variable de Transmisión –CVT- más un peaje operativo asociados a la energía intercambiada por la RTR para dicho contrato. Este Cargo de Transmisión para las transacciones se calculará cada hora como la energía horaria intercambiada según lo establecido en el predespacho, valorizada a la diferencia de precios nodales en el nodo de inyección menos el precio en el nodo de retiro. Para el cálculo de los precios nodales se utilizará la metodología descrita en el Anexo H.

El peaje operativo se calculará únicamente para las líneas de interconexión internacional de acuerdo al Anexo F. La valorización económica del peaje operativo será calculada por el EOR en función del uso que se le haya dado a cada uno de los interconectores, para que cada OS&M se lo retribuya a la empresa dedicada al transporte en su sistema.

El resultado mensual final de este cargo de transmisión a aplicar a las transacciones, se obtiene como la integración de los cargos (negativos o positivos) horarios. El monto mensual resultante (ya sea débito o crédito), se asignará a la parte vendedora del contrato salvo que las partes acuerden e informen al EOR (a través de su OS&M) un criterio de asignación distinto.

Cargos de Transmisión para Transacciones de Oportunidad

Las transacciones de oportunidad pagan implícitamente el Cargo de Transmisión (CVT y peaje operativo) al ser valorizadas al precio nodal. Cada transacción de oportunidad horaria, ya sea de compra como de venta, se realiza al correspondiente precio nodal. En los modelos de programación y despacho que utilice el EOR, cada oferta de oportunidad será considerada realizada en el respectivo nodo de la RTR en que se produce, formando parte del Sistema de Precios Nodales.

El costo atribuible a las pérdidas eléctricas debidas a las transacciones en el MER estará cubierto dentro de la metodología de cálculo de los precios nodales y cálculo del Costo Variable de Transmisión.

Remuneración de la Transmisión

El monto a pagar a cada OS&M por el servicio de transmisión regional se obtendrá del Cargo Transmisión. El monto a pagar será determinado por el producto horario de la diferencia de precios nodales entre los nodos de la RTR por el flujo de energía transmitido en dicha hora resultante de los intercambios internacionales. Este monto calculado de acuerdo al anexo H, para el caso de los interconectores corresponde al valor del peaje operativo de acuerdo al anexo F, excepto en los casos de congestión.

7.6 Mercado de Contratos Regional.

7.6.1 Características Generales.

Los contratos regionales durante la primera parte de la etapa de transición serán sólo contratos de energía no firmes y deberán cumplir con el marco legal y regulatorio nacional. En consecuencia, en países con Mercados Eléctricos Mayoristas, cada uno de estos contratos forma parte del Mercado de Contratos nacional.

El Mercado de Contratos Regional es, en consecuencia, el conjunto de contratos de importación o exportación de energía eléctrica entre agentes habilitados, representados por su

OS&M.

Los requisitos a cumplir en la administración del MER por los contratos son los siguientes:

- En el Contrato deberá estar establecida la energía horaria comprometida durante la vigencia del contrato y el nodo respectivo donde se comprometen a inyectar o a retirar.
- Los contratos serán no firmes, financieros y su cumplimiento físico estará sujeto al despacho de la energía producida y consumida, de acuerdo a las ofertas de inyección y retiro que los agentes hagan para cada día
- Las partes deben informar diariamente a su OS&M las ofertas decrementales a ser aplicadas al intercambio requerido que se incorporarán a la información para el Predespacho, dado que el contrato es solo financiero, la parte vendedora deberá informar los bloques de energía horaria y el precio al cual esta dispuesto a vender; la parte compradora los bloques de energía horaria y el precio que esta dispuesto a comprar.
- Para efectos de la coordinación comercial, cada OS&M informará diariamente al EOR el intercambio requerido para cada hora del día siguiente por cada Contrato Regional.

Los contratos son de libre acuerdo entre las partes. Los contratos deberán cumplir lo establecido en la respectiva regulación nacional para ser puestos en conocimiento por cada parte ante su OS&M. Se caracterizan por ser compromisos de corto plazo con una duración mínima de un día, que se informan diariamente indicando el intercambio requerido para cada hora del día siguiente.

Se considerará que son interrumpibles por:

- Restricciones técnicas,
- Criterios de calidad y seguridad;
- Prioridad de abastecimiento del OS&M nacional, en cuyo caso el OS&M deberá informar y coordinar la interrupción con el EOR.

7.6.2 Administración de contratos:

7.6.2.1 Coordinación de la información.

El EOR requerirá diariamente en cada nodo de la RTR, la energía horaria de cada contrato y las ofertas de oportunidad asociadas, para realizar el Predespacho regional para el día

siguiente. En vista que dicha información está disponible en los correspondientes OS&M nacionales, será responsabilidad de estos suministrar al EOR esa información.

7.6.2.2 Predespacho diario de contratos.

Diariamente se realizará un Predespacho regional para coordinar y programar los intercambios requeridos por transacciones regionales por contratos así como las transacciones de oportunidad. El EOR validará la consistencia de la información suministrada por los dos OS&M nacionales involucrados. Ante diferencias, realizará un procedimiento de verificación y ajuste con los OS&M involucrados. De no lograr la compatibilidad en el intercambio requerido, rechazará el requerimiento por inconsistente.

Con los intercambios validados, el EOR verificará con el modelo de despacho la factibilidad técnica del conjunto en cuanto a capacidad de transmisión en la RTR y restricciones por criterios de calidad y seguridad. Para el tratamiento de las restricciones en la RTR, introducirá los ajustes requeridos afectando a los contratos mediante las correspondientes Ofertas de oportunidad. De este modo el vendedor /comprador afectado comprará /venderá la diferencia, entre los volúmenes contratados y los físicamente posibles, mediante Transacciones de Oportunidad en el MER, siempre que sea técnica y operativamente posible.

Como resultado del Predespacho diario se tendrán los intercambios programados para cada hora del día siguiente en cada nodo de la RTR.

7.7 El Mercado de Oportunidad Regional.

7.7.1 Objetivo y Características Generales.

El objetivo del Mercado de Oportunidad Regional es contar con un ámbito en el que se organicen intercambios a nivel regional que aprovechen ofertas monómicas (excedentes) y demandas monómicas (déficit o reemplazo generación más cara) de oportunidad que cada país ponga a disposición del MER. Esta oferta y demanda se informará al EOR coordinada por intermedio de su respectivo OS&M.

Los objetivos de estas transacciones son:

- Optimizar el uso de recursos disponibles en la región, independientemente del país en que se localicen, dentro de un marco de reglas comunes (un mercado organizado de intercambios de oportunidad) basadas en competencia;
- Promover el cubrimiento con eficiencia de los desvíos que surjan del Mercado de

Contratos Regional, otorgando el respaldo del mercado que permita reducir riesgos asociados a los contratos.

- Crear un mecanismo eficiente para cubrir los desvíos que surjan en la programación y operación en tiempo real a los intercambios programados, ya sea por criterios de calidad y seguridad o por situaciones de emergencia e imprevistos.

Las transacciones del Mercado de Oportunidad son interrumpibles por el OS&M nacional del país vendedor o comprador. El volumen de Transacciones de Oportunidad estará limitado por la capacidad de transmisión en cada nodo de la RTR.

El Mercado de Oportunidad Regional funciona y se administra a través de:

- Ofertas de Oportunidad de cada país.
- Ofertas de Oportunidad asociadas a contratos.

7.7.1.1 Ofertas de Oportunidad de cada país.

Las Ofertas de Oportunidad son excedentes (de inyección) o faltantes (de retiro) en los nodos de la RTR, surgidos de los Predespachos que a nivel nacional realizan los correspondientes OS&M, de acuerdo a las reglas vigentes en su país.

Los objetivos de estas Ofertas de Oportunidad a disposición del EOR son:

- Optimizar el despacho coordinado y uso de recursos disponibles de generación e infraestructura de transmisión.
- Facilitar el uso de oportunidad de recursos ubicados en cada país, independientemente de la diferencia de regulaciones nacionales, a través de la oferta de precios en nodos de la RTR que reflejan los costos y precios que surgen de la correspondiente regulación nacional.

Para un funcionamiento eficiente del MER estas reglas deben permitir, bajo criterios económicos y de calidad y seguridad, que estos excedentes o faltantes a intercambiar en el MER sean tratados como inyección y retiro adicionales.

Cada OS&M informará al EOR los excedentes de oportunidad que ofrece vender, por bloques de energía horaria con su precio. Esta oferta reflejará los precios en los nodos de la RTR de acuerdo a metodologías y procedimientos vigentes en la regulación nacional.

Asimismo cada OS&M, teniendo en cuenta los costos de reemplazo, informa la disposición a

comprar excedentes regionales (por bloques de energía horaria con su precio) para reducir su costo de generación. Estas ofertas también deberán reflejar los precios en los nodos de la RTR de acuerdo a metodologías y procedimientos vigentes en la regulación nacional, y resultarán del despacho nacional y/o, según corresponda, ofertas de la generación que no resulte prevista despachada para cubrir la demanda local.

Este mecanismo, junto al despacho en dos niveles (regional y nacional) coordinado por el EOR, permite tender a un uso eficiente de las oportunidades y complementos, sin afectar las funciones y obligaciones asignadas en cada país a los OS&M nacionales. A partir de los nodos de la RTR en que se informan las ofertas de oportunidad a través de los OS&M, es decir en el MER, el EOR llevará a cabo la administración de dichas ofertas y demandas de oportunidad aplicando la Regulación Regional.

De este modo, las diferencias de estructura y regulación entre los distintos mercados nacionales no afectan al MER y se produce el desacople entre los mercados nacionales y el MER, permitiendo a nivel regional que el tratamiento sea en principio el mismo para países con regulaciones distintas, en particular países con y sin Mercado Mayorista instituido.

7.7.1.2 Ofertas de Oportunidad asociadas a contratos.

Las Ofertas de Oportunidad asociadas a Contratos tienen como objetivo:

- permitir el reemplazo de generación cuyos costos sean más altos que los precios del Mercado de Oportunidad Regional, incrementando la eficiencia global del mercado.
- administrar con eficiencia los reemplazos de generación respecto de los compromisos contractuales por restricciones técnicas o indisponibilidad, promoviendo a su vez el uso de excedentes o el cubrimiento de faltantes de oportunidad.
- administrar restricciones en la RTR

Cada agente que declare un contrato, podrá asociarle el valor máximo que esta dispuesto a pagar por el uso de la red de la transmisión regional y la oferta decremental asociada, que le permita optimizar su contrato. En el Anexo H se detalla como funciona el mecanismo de optimización conjunta de contratos y pagos máximos por el uso de las redes de terceros.

7.8 Desvíos de las transacciones en tiempo real

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Los desvíos en tiempo real serán aquellos debidos a:

- Desvíos técnicos
 - desvíos de control
 - desvíos en fallas leves
 - desvíos en fallas severas

- Desvíos en el programa de energía de emergencia

7.8.1 Desvíos Técnicos

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Si los valores de los Desvíos Técnicos exceden la magnitud que corresponda a un sistema con un grado de calidad consistente con las normas, los sistemas afectados podrán solicitar al EOR que en el futuro se considere los requerimientos del sistema trasgresor como requerimientos de emergencia, donde se deberán reconocer todos los sobre costos producidos

7.8.1.1 Desvíos de Control

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Las desviaciones de control deberán estar en un valor de +/- 4 MWh dentro de cada intervalo de mercado y una desviación de potencia de +/- 5 MW. Estas desviaciones podrán ser compensadas dentro de la misma hora.

- a) Las desviaciones de control serán aquellas resultantes de la diferencia entre la medición oficial neta del intercambio y el intercambio neto programado.

- b) Las desviaciones de control serán valoradas de acuerdo a lo establecido en el apartado 8.4.1

7.8.1.2 Desviaciones por fallas leves

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

- a) Son las ocasionadas por contingencias cuyo efecto sobre el intercambio permanece

por más de 15 minutos fuera del rango de variación permitido establecido en el apartado de los desvíos de control. Estas desviaciones no estarán sujetas a compensación en energía y deberán ser liquidadas por el EOR y los OS&M.

- b) Las desviaciones por fallas leves serán valoradas de la misma forma que las desviaciones de control de acuerdo a lo establecido en el apartado 8.4.2.

7.8.1.3 Desviaciones por fallas severas

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

- a) Las desviaciones por fallas severas son causadas por contingencias que provocan la actuación del esquema de baja frecuencia en alguno de los sistemas o llevan a estos a operar en condición de emergencia provocando una desviación del intercambio programado. La conciliación de las desviaciones por fallas severas tomará en cuenta el sistema en el que ocurrió el evento que provocó la desviación en el intercambio programado en las líneas de interconexión y los efectos que produjo en el intercambio neto.
- b) El tratamiento de las desviaciones por fallas severas en primer lugar, identificará el sistema nacional en falla y se identificará aquellos que soportan esa desviación.
- c) Para la conciliación de las desviaciones por fallas severas, no se considerará el costo asociado a la desconexión de carga por la actuación de los esquemas de desconexión automática.
- d) La conciliación se hará de acuerdo a lo establecido en el apartado 8.4.3
- e) Cuando exista voltaje cero o fallas severas en el sistema de transmisión o apertura de la línea de interconexión en cualquiera de los sistemas del Mercado Eléctrico Regional, todas las transacciones programadas se eliminan y todo intercambio que se dé en dicho período de mercado, será liquidado en el MER y será valorizado al correspondiente precio nodal establecido en el predespacho del EOR.

7.8.2 Desvíos en el programa de energía de emergencia

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Las desviaciones en el programa de energía de emergencia serán aquellas resultantes de la diferencia entre la medición oficial neta del intercambio y el intercambio neto programado en el predespacho más el programa de energía de emergencia.

Las desviaciones en el programa de energía de emergencia serán consideradas como compra o venta, según corresponda y serán valorizadas según se establecido en el numeral 8.4.5

7.8.3 Desviaciones por fallas leves.

(Numeral suprimido conforme Resolución N° CRIE -NP-04-2004)

7.8.4 Desviaciones por fallas severas

(Numeral suprimido conforme Resolución N° CRIE -NP-04-2004)

7.9 Redespachos

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Un OS&M, podrá solicitar al EOR la realización de un redespacho de las transacciones, que tome en cuenta las limitaciones identificadas, utilizando las ofertas del día anterior.

Son causas justificadas para solicitar un redespacho, las siguientes:

- Déficit de generación y reserva rodante menor que el 5% de la demanda máxima prevista en el predespacho y que limiten su exportación.
- Restricciones de transmisión.

Un OS&M podrá solicitar redespacho a más tardar a las 8:00 horas para que tome vigencia a partir de las 11:00 horas o a más tardar a las 14:00 horas para que tome vigencia a partir de las 17:00 horas.

El EOR utilizará las ofertas disponibles en esta situación, tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Las restricciones de transporte y seguridad.

- El EOR deberá despachar las máquinas ofrecidas y determinar el precio entre el o los sistemas asistidos, de acuerdo con las ofertas utilizadas.

7.9.1 Rechazo de un Redespacho

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Un OM tiene la opción de rechazar un redespacho y solicitar uno nuevo actualizando la restricción que le impide cumplir con el redespacho indicado. Este nuevo redespacho se realizará considerando las ofertas disponibles en el predespacho y que no fueron programadas.

El OM deberá solicitar el rechazo al redespacho en base al siguiente procedimiento:

1. El OM que presente el rechazo deberá cumplir con:
 - Informar al EOR antes de las 10:00 o 15:00 según sea el periodo de Re-despacho: la causa del rechazo, la justificación, detalle de las instrucciones indicadas por el OM para resolver la causa del rechazo.
 - Publicar la modificación a las transacciones de su área de control que permite viabilizar el Re -despacho, al mismo tiempo que se envíe la solicitud de rechazo, si es por medio de ésta que se resolverá la causa del rechazo.
2. El EOR informará a todos los OM's sobre el rechazo presentado, quedando en espera de la nueva publicación del Re-despacho modificado.
3. A más tardar media hora después de haber informado el rechazo, el EOR deberá publicar el Re-despacho modificado.
4. Mientras el EOR no publique el Re-despacho final, se mantendrá el predespacho vigente.
5. Una vez finalizado el periodo de confirmación de las 10:00 o 15:00 horas según sea el periodo de Re-despacho, y éste sea aceptado, quedara como Re-despacho definitivo el último publicado por el EOR.

8 CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES

8.1 Alcance.

El proceso de conciliación de las transacciones internacionales consiste en:

- Definir los procedimientos y criterios que empleará el EOR para: la valorización económica de las desviaciones del despacho programado; la conciliación de las desviaciones producto de contingencias en la red interconectada y la realización de la liquidación a final de mes entre los OS&M responsables de la coordinación comercial.
- Definir un mecanismo para la administración de las garantías de pago, cuando se presente condición de falta de pago o mora de algún OS&M en su liquidación.

Cada OS&M es la institución responsable ante el EOR, del manejo del sistema de conciliaciones y liquidaciones como resultado de las transacciones internacionales. La información económica resultante de las transacciones internacionales se intercambiará entre cada OS&M y el EOR, al final de cada mes.

Cada OS&M adquirirá la condición acreedora o deudora ante el EOR y es el responsable de informar a los Agentes de su mercado de las obligaciones que resultan de las transacciones internacionales.

8.2 Tratamiento de la información.

Los OS&M deberá organizar con la información recopilada a través del SIMEC, una Base de Datos Comercial, confiable y auditable, los resultados de las transacciones internacionales de energía eléctrica. Esta información deberá ser remitida al EOR, para que la utilice en la conciliación de los desvíos de las transacciones programadas y en los intercambios de oportunidad pactados. La Base de Datos será también de acceso abierto para los Agentes del Mercado.

La Base de Datos Comercial será la información oficial utilizada por el EOR para determinar el resultado de las transacciones internacionales y otros servicios que correspondan. Contendrá las lecturas de los medidores principal y de respaldo en ambos extremos de los interconectores y tendrán las características detalladas en el Anexo E “Medición Comercial”.

La metodología a emplear para establecer los registros para la conciliación de las

transacciones internacionales será utilizar los medidores en los extremos de las líneas de interconexión; cuando, por cualquier causa, no se disponga para una interconexión internacional de los medidores principales del SIMEC, se adoptará la información de las siguientes fuentes, con el orden indicado: a) medidores de respaldo b) Medición del SCADA de los sistemas interconectados para el período donde no se tiene medición oficial.

Cada OS&M deberá informar a los Agentes del Mercado y al EOR cuando se esté utilizando como registro para las transacciones económicas una medición distinta que la del medidor principal, adjuntando el motivo que lo justifica.

8.3 Plazos.

Las transacciones comerciales, conciliación y liquidación respectiva, en las líneas de interconexión internacional se realizarán mensualmente. Antes de las 15:00 hrs de cada día hábil, los OS&M deberán enviar al EOR la estimación indicativa de los resultados del día anterior incluyendo:

- Para cada transacción internacional ejecutada, la energía importada o exportada en la línea de interconexión internacional.
- Identificación de los intervalos de mercado sin telelectura. Los registros correspondientes a estos casos se intercambiarán dentro de un plazo máximo de 72 horas siguientes.
- Ocurrencia de fallas severas y los datos de medición oficial correspondientes.

Cada OS&M informará los resultados obtenidos por el EOR, de cada transacción internacional a los agentes de su mercado que se constituyeron en una de las partes. La información de las transacciones internacionales de oportunidad será suministrada a todos los Agentes del mercado.

De considerar que algunos de los valores informados son incorrectos, un Agente contará con un plazo de 2 días hábiles después que su OS&M le envíe el DTE nacional para presentar sus observaciones, con la correspondiente justificación. Los OS&M intercambiarán con el EOR, las observaciones recibidas y las analizarán. De verificar y acordar que una observación presentada es válida, el EOR junto con los OS&M acordarán su corrección y el motivo que la justifica. Cada OS&M debe informar al Agente que presentó una observación si fue aceptada o rechazada, el motivo que lo justifica y las modificaciones realizadas a los registros observados.

8.4 Conciliación

El EOR será el responsable de conciliar y liquidar los intercambios programados, los desvíos

respectivos y los Cargos de Transmisión. En el Anexo G se detallan las formulas utilizadas para realizar la conciliación regional.

El EOR deberá aplicar las conciliaciones y liquidaciones entre OS&M; y al final integrar el resultado en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), a cada uno de los OS&M responsables para que éstos realicen su liquidación entre los agentes habilitados.

El EOR deberá aplicar las conciliaciones y liquidaciones en parejas, entre OS&M de países físicamente interconectados, estableciendo de esa manera, un OS&M importador y otro exportador; y al final integrar el resultado en el DTER, a cada uno de los OS&M responsables para que estos realicen su liquidación entre los agentes habilitados.

Cada OS&M deberá distribuir entre sus respectivos Agentes los cargos y abonos resultantes de la conciliación de las interconexiones, 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. Todos los montos calculados para la conciliación y para la liquidación de las interconexiones entre los OS&M estarán en Dólares de los Estados Unidos de América.

Para efectos de conciliación, las desviaciones en las líneas de interconexión se calculan como la diferencia entre la medición neta oficial y el intercambio neto programado, en una hora dada.

8.4.1 Valorización de los desvíos de control

Las desviaciones de control serán consideradas como compra o venta, según corresponda y serán valorizadas al precio del Mercado de Oportunidad fijado en el predespacho del MER en los nodos correspondientes. Así :

- A la desviación de control que se inyecte en las líneas de interconexión le corresponde un crédito igual a valorizar la energía al precio del nodo respectivo.
- A la desviación de control que se retire en las líneas de interconexión le corresponde un débito igual a valorizar la energía al precio del nodo respectivo.

8.4.2 Valorización de las fallas leves

Estas serán valoradas de la misma forma que los desvíos de control, su monto se consignará en

el Documento de Transacciones Económicas Regionales.

8.4.3 Valorización de las fallas severas

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

8.4.3.1 Un evento de pérdida de generación o demanda, será denominado Falla Severa cuando afecte el intercambio programado en por lo menos el máximo entre a) $\pm 10\%$ del intercambio horario de energía programado; b) $\pm 4\text{MWh}$ horaria.

8.4.3.1 Cuando suceda una Falla los intercambios serán tratados de la siguiente manera:

- 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 programadas no se alteran y la energía en exceso no será compensada.
- iii) Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es menor de lo programado: Las transacciones programadas no se alteran, el OS&M del sistema importador deberá pagar conforme las transacciones programadas.
- 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.
- v) Si la falla severa es en el sistema de un país que esta sirviendo de “paso” entre países que tienen transacciones, éste tendrá ambas naturalezas, primero de importador en la conciliación con el país que resulte exportador en el flujo de intercambio establecido por EOR y, segundo de exportador en la conciliación con el país que resulte importador en el flujo de intercambio establecido por EOR. El tratamiento a aplicar en cada situación será el que corresponda según los procedimientos detallados arriba.

8.4.3.2 Cuando exista voltaje cero o fallas severas en el sistema de transmisión o apertura de la línea de Interconexión en cualquiera de los sistemas del Mercado Eléctrico Regional se procederá de la siguiente manera:

- i) Si como consecuencia de la operación programada del MER y la conectividad de la RTR, existen bloques eléctricos en el SER, solamente se afectará el bloque en que ocurrió la falla o la apertura, mientras que en los otros bloques se conservan las transacciones programadas;

- ii) En el bloque eléctrico fallado todas las transacciones programadas se eliminan y todo intercambio que se de en dicho período de mercado, será liquidado en el MER y será valorizado al correspondiente precio nodal establecido en el pre-despacho del EOR. Para los siguientes períodos de mercado afectados, y hasta que se normalice la conectividad en el bloque eléctrico o se pueda realizar un redespacho, se eliminan las transacciones programadas que se puedan identificar que fueron afectadas por la falla.

8.4.4 Valorización del Mercado de Oportunidad

El EOR informará diariamente las transacciones de oportunidad confirmadas en la programación del intercambio horario, así como el precio horario de oportunidad regional.

Para cada compra internacional de oportunidad, el EOR debe calcular el monto deudor como la energía comprada al precio del nodo correspondiente. Para cada venta internacional de oportunidad, el EOR debe calcular el crédito como la energía vendida al precio del nodo correspondiente.

8.4.5 Valorización de los desvíos en el programa de energía de emergencia

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

La asignación y valorización del monto de desvío asociado a energía de emergencia programada será de la siguiente manera:

8.4.5.1 Sin fallas severas en el SER

Los primeros +/- 2 MWh serán valorizados al precio del predespacho del MER, similar a una desviación de control y el excedente será valorizado al precio de venta de la energía de emergencia publicada por el EOR basado en las ofertas presentadas por los Agentes en el predespacho y que no fueron programadas, pero que fueron solicitadas en tiempo real para suplir la emergencia

8.4.5.2 Con fallas severas en el SER.

En este caso se valorizará según se establece el numeral 8.4.3 según sea el caso.

8.4.6 Valorización de los Cargos Variables de Transmisión durante un programa de energía de emergencia

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

8.4.6.1 Energía de emergencia en la dirección del flujo preexistente en el país o en los países de porteo.

Inicialmente el OS del país en emergencia solicita la energía considerando el procedimiento definido en el numeral 9.6.3, si ésta es servida en la dirección de los flujos pre-existentes por el país o en los países de porteo, el país que tiene la emergencia pagará el sobre-costos del CVT

El sobre-costos horario se calculará de la siguiente forma:

$$\text{Sobre-costos horario} = (I_p \cdot (\text{CVT2} - \text{CVT1}) + E \cdot \text{CVT2}) / E$$

Donde: I_p = Intercambio Programado en MWh

CVT2= CVT equivalente al nuevo intercambio (IP+E) en \$/MWh

CVT1= CVT equivalente al Intercambio programado en \$/MWh

E= Energía de Emergencia solicitada en MWh

8.4.6.2 Energía de emergencia en dirección contraria al flujo preexistente en el país o en los países de porteo.

Inicialmente el OS del país en emergencia solicita la energía considerando el procedimiento definido en el numeral 9.6.3, si ésta es servida en la dirección contraria al flujo pre-existente por el país o en los países de porteo, el país que tiene la emergencia no pagará ningún sobre-costos si el CVT resultante es inferior al inicial. En caso el CVT considerando la emergencia es mayor que el inicial se considerará la fórmula del caso 8.4.6.1.

El OS&M deL país de paso pagará los cargos de transmisión asociados a la energía de emergencia retenida que exceda a los 2 MWh. Esta energía retenida se calcula como la diferencia entre la lectura de la medición oficial del nodo frontera de salida y la lectura de la medición oficial del nodo frontera de entrada del país de paso.

8.4.7 Valorización de la Energía de Emergencia programada

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

El valor de la energía de emergencia programada es igual al producto de la oferta proporcionada en el predespacho de cada una de las ofertas de inyección de los agentes habilitados convocadas para suplir la energía de emergencia multiplicada por la porción de energía de cada uno de ellos suministrada a la misma. La energía de emergencia se consignará en el DTER identificando deudores y acreedores.

8.5 Deudores y Acreedores.

Al finalizar cada mes, el EOR enviará a cada OS&M el cálculo de los cargos y remuneraciones que resultan de las transacciones internacionales tales como transacciones en el MER para cada intervalo de Mercado, los desvíos en tiempo real y los Cargos de Transmisión. Con este cálculo, el EOR, obtendrá la valorización de los resultados netos de cada OS&M. El EOR intercambiará con los OS&M la información de los resultados de sus mercados.

El EOR contabilizará los créditos o débitos respectivos a cada OS&M. Con dicha información, el EOR calculará el saldo neto mensual para cada uno de ellos; resultando :

- Deudor, si su resultado neto mensual es negativo (monto deudor), o sea sus ingresos en el mes fueron menores que sus egresos.
- Acreedor, si el resultado neto mensual es positivo (monto acreedor), o sea sus ingresos fueron mayores que sus egresos.

8.6 Documento de Transacciones Económicas Regionales.

El EOR debe informar a cada OS&M el resultado de las transacciones internacionales a través del Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER). Cada OS&M es el responsable de suministrar a los Agentes de su mercado, los cargos o abonos respectivos como resultado de las transacciones internacionales.

8.6.1 Períodos de conciliación y liquidación

El período de la conciliación y liquidación de los intercambios corresponderá al mes calendario anterior, al cual se llevaron a cabo las transacciones.

8.6.2 Calendario para el proceso de conciliación y liquidación

Antes del último día hábil de cada mes, el EOR publicará el calendario de facturación y

liquidación del período siguiente, de acuerdo a los días hábiles comunes en los países, el cual contendrá la programación de las actividades que se describen a continuación.

Actividad No. 1:

ENVÍO DE INFORMACIÓN DEL MES Duración: 2 días hábiles

Los OS&M enviarán por medio de correo electrónico u otro medio electrónico utilizado por el EOR, o en su defecto vía fax, la siguiente información:

- a) Lecturas de los equipos de la medición oficial de la(s) interconexión (es) del período anterior;
- b) Informe de las fallas que hayan afectado los intercambios en la interconexión (es), 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: CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN LA(S) INTERCONEXIÓN(ES) Duración: 4 días hábiles

El EOR revisará la información enviada y preparará el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), que deberá incluir al menos lo siguiente:

- El detalle horario de las transacciones validadas como parte de los contratos regionales informados
- El detalle horario de las transacciones de oportunidad programadas;
- La energía neta horaria producto de los desvíos y su valor al precio nodal correspondiente;
- La energía neta horaria producto de los desvíos por fallas y su valor al precio nodal correspondiente

- Las transacciones de emergencia y su costo;

- El resultado neto del período producto de todos los valores de los literales anteriores, donde se determine la condición deudora o acreedora de cada OS&M;

- La lectura de la medición oficial de la(s) interconexión(es);

- El listado de las fallas del período que hayan ocasionado desviaciones en los intercambios programados, con el respectivo informe de los OS&M;

- Los reportes de los OS&M sobre las transacciones de emergencia.

Actividad No. 3: ENVÍO DE DTER Y REVISIÓN DE DIFERENCIAS DE CONCILIACIÓN Duración: 2 días hábiles

El EOR enviará el DTER a cada uno de los OS&M y esperará comentarios y observaciones.

Si existieran diferencias entre los cálculos de los OS&M, éstos dispondrán de un día adicional para solventar las diferencias. Si no existen discrepancias, el DTER se considerará oficial. Dicho documento actuará como memoria de cálculo.

Actividad No. 4: ELABORACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DE COBRO Y PAGO Duración: 2 días hábiles

Con base en la información contenida en DTER, el EOR procederá a emitir y a recibir los documentos de cobro y pago; es decir, que el EOR debe emitir a cada OS&M que resulte deudor por transacciones internacionales una nota de débito (o factura) por el total de su saldo deudor, de acuerdo a lo que resulta del Documento de Transacciones Económicas Regionales, el que actuará como memoria de cálculo del importe deudor. Este emitirá la mencionada nota o factura por cuenta y orden de los acreedores, de forma tal que el EOR no adquiere la deuda, sino que solamente la gestiona.

Al mismo tiempo, el EOR debe emitir a cada OS&M acreedor por transacciones internacionales una nota de crédito por el resultado neto de sus transacciones, de acuerdo a los resultados del Documento de Transacciones Económicas Regionales.

Si el OS&M acreedor no presenta la factura en el período indicado, el EOR mantendrá dichos fondos hasta que le sea presentado el documento de cobro. Sin embargo, cuando el motivo de la demora sea justificado, por ejemplo: extravío de la factura; el EOR hará efectivo el pago, pero el OS&M involucrado deberá mandar la reposición del documento a la mayor brevedad posible.

Actividad No. 5: TRANSFERENCIA DE FONDOS DE PAGO

Una vez emitidas y recibidas las facturas, el OS&M deudor realizará el pago a más tardar el día 29 de cada mes. El cual deberá hacerse a través de transferencia bancaria a los bancos que el EOR señale para tal fin. Todos los pagos deberán hacerse en Dólares de los Estados Unidos

de América. Para el efecto, los OS&M deberán efectuar las liquidaciones de sus mercados por lo menos dos días antes de la fecha de liquidación del EOR.

Al efectuar el pago, el OS&M deudor remitirá al EOR copia del comprobante de la transferencia bancaria.

Actividad No. 6: VERIFICACIÓN DE FONDOS Duración: 2 días hábiles.

El EOR realizará la verificación de fondos en las cuentas bancarias designadas y autorizadas para el cobro y pago del resultado neto de las transacciones regionales realizadas en el mes, según el DTER. De encontrar que algún OS&M no ha cubierto su deuda, se procederá a revisar si se cubre con la garantía correspondiente, de lo cual se notificará de inmediato al OS&M responsable.

Actividad No. 7: LIQUIDACIÓN Duración: 1 día hábil

Una vez que el EOR haya confirmado que los fondos para la liquidación del Mercado Eléctrico Regional están completos, procederá a efectuar las transferencias correspondientes; de no ser así, se harán pagos parciales en forma proporcional a los montos acreedores e inmediatamente, se informará a todos los OS&M de la región quien es el país responsable de dicha decisión y se comenzará a calcular los montos por mora y multas respectivas por incumplimiento de pago.

Sin embargo, cuando la liquidación se haya realizado sin problemas, el EOR enviará copia del comprobante de pago de la transferencia bancaria a los OS&M acreedores

Actividad No. 8: AJUSTES AL PROCESO DE LIQUIDACIÓN Duración: 30 días calendario

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. De ser válido, se procederá a realizar el ajuste correspondiente en el siguiente período de liquidación.

8.6.3 Reclamos.

(Texto conforme Resolución N°CRIE-04-2003)

El Agente tendrá el derecho de presentar recurso de reposición ante el EOR de la resolución del reclamo efectuado, en un plazo no mayor de 15 días calendario a partir de su notificación, lo cual no lo releva de cumplir con las obligaciones indicadas en el DTER.

Transcurrido dicho plazo, aquellos datos de transacciones internacionales que no sean observados por algún Agente serán considerados como aceptados y no podrán ser objetados posteriormente. En tanto un reclamo sea resuelto, el EOR realizará los pagos y cobros relacionados con los valores que surgen del Documento de Transacciones Económicas Regionales.

El EOR junto con los OS&M deberán analizar los reclamos y acordar su resolución dentro de un plazo no mayor que 15 días. De acordar que es justificado, realizarán los ajustes que correspondan al DTER, incluyéndolo dentro del DTER del mes posterior para realizar los ajustes que se hayan justificado.

Cada OS&M, una vez notificado por el EOR debe incluir los reclamos resueltos como ajuste en las transacciones correspondientes al mes en que fue resuelto el reclamo.

8.7 Liquidación.

El EOR administrará el sistema de cobranzas de transacciones internacionales a través de una institución bancaria con el siguiente procedimiento:

- Todos los OS&M deudores, deben depositar los montos que le fueron facturados dentro del plazo previsto para ello.
- Dos días antes de llevarse a cabo la liquidación, el EOR verificará los montos depositados por los deudores. Si no están completos, procederá a hacer efectiva la garantía de pago respectiva para completar el pago y notificara al OS&M infractor.
- El EOR debe dar instrucciones al Banco para que realice los pagos respectivos a los acreedores abonándoles su monto acreedor y efectuando notas de cargo a las transferencias realizados por los OS&M deudores.
- Las deudas por falta de pago de agentes, serán exclusiva responsabilidad de éstos, no siendo responsabilidad del OS&M tomar a su cargo deuda alguna.

El EOR remitirá a los OS&M la información sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registren.

8.8 Garantías Mora y Falta de Pago.

Todo agente deberá poner a disposición de su OS&M, las garantías de pago que aseguren sus compromisos ante su mercado, para que a su vez el OS&M pueda garantizar los pagos ante el EOR.

La garantía deberá ser un instrumento financiero de disponibilidad inmediata, 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 equivalente por lo menos al importe previsto por el OS&M para cubrir las obligaciones de o de los Agente(s) con el Mercado Regional durante un mes, basado en las transacciones de oportunidad solicitadas por ellos. La garantía se hará efectiva si el Agente incumple con pagar los saldos deudores que se indiquen en el DTER.

Si el Agente hiciera uso de su garantía, el Banco deberá informarlo inmediatamente al OS&M, quien le solicitará que la garantía sea restituida. En todo caso, sus transacciones estarán limitadas al monto disponible de la garantía.

En caso de incumplimiento con el requisito de la garantía, el EOR iniciará el expediente respectivo para remitirlo a la CRIE.

Los OS&M asimismo, asumen la responsabilidad de transferir los pagos que correspondan a las transacciones internacionales que hayan sido realizadas y conciliadas en el Mercado Eléctrico Regional.

El EOR como administrador regional de Mercado es el responsable de asegurar la efectiva liquidación mensual del Mercado Eléctrico Regional. Para tal fin, cada OS&M abrirá una cuenta bancaria en el país que le indique el EOR, para que éste administre la liquidación y cobranza de acuerdo a los procedimientos establecidos en esta Normativa Transitoria.

Si de la operación comercial se registran casos de morosidad y/o falta de pago, el OS&M deudor notificará al agente moroso que:

- Será penalizado con sanción monetaria de acuerdo a las resoluciones aprobadas por la CRIE;
- De registrarse reiteración en incumplimientos de pago, el EOR podrá pedir a través de la

CRIE al OS&M retirar la habilitación al Agente del Mercado, que hacia adentro le adeude.

Las deudas por transacciones internacionales tendrán un recargo por mora, cuya tasa de interés será la Tasa Libor más 3%.

El EOR debe cubrir en primer lugar, la falta de pago con la ejecución de la garantía y exigir a reponer el monto correspondiente en su depósito de garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor por el monto a reponer. El EOR deben intercambiar la información sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registren.

9 COORDINACIÓN DE PREDESPACHOS

9.1 Objeto.

Definir las reglas operativas para la coordinación de la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el mantenimiento de los criterios de calidad y seguridad, y las reglas comerciales para la administración de las transacciones en el MER.

9.2 Condiciones Generales.

Referencia Horaria: Se tomará como base la hora oficial del país donde funcione la sede del EOR.

9.2.1 Operadores.

Las funciones de coordinación de la operación del Mercado Eléctrico Regional serán llevadas a cabo en cada país por el Operador del Sistema (OS) en coordinación con el EOR. Las funciones de administración comercial del Mercado Eléctrico Regional serán llevadas a cabo por el EOR coordinando en cada país con el Operador del Mercado (OS&M). Un mismo organismo podrá cumplir las funciones de OS y OM.

En la etapa transitoria se asignará la coordinación comercial y el monitoreo de la operación del sistema eléctrico regional, a la entidad a la cual se le adjudique la Licitación Internacional para llevar a cabo tales funciones.

9.2.2 Coordinación para transacciones regionales.

Los agentes de cada país a través de su respectivo OS&M, podrán realizar transacciones regionales en el Mercado Eléctrico Regional, utilizando los procedimientos generales que define este Reglamento para la coordinación operativa y comercial.

El contrato de servicio entre el OS&M y el EOR incluirá el compromiso de cada OS y cada OM de cumplir con el presente Reglamento y los procedimientos detallados que se desarrollen para compatibilizar las diferencias en la reglamentación, plazos y procedimientos de los mercados así como en los criterios de calidad y seguridad.

9.2.3 Responsabilidad de cada Operador del Sistema.

Cada OS&M operará en forma centralizada su sistema eléctrico manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos vigentes en su sistema y lo establecido en el presente Reglamento.

Cada OS&M, en su actividad de operación centralizada del sistema, tiene la obligación de mantener la operación de la Red de Transmisión, que incluye las líneas de interconexión, dentro de los criterios de calidad y seguridad vigentes y dentro de los intercambios físicos acordados, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones y/o personal.

9.2.4 Responsabilidad de cada Operador del Mercado.

Cada OM realizará la administración comercial de su Mercado Mayorista de acuerdo a las normas y procedimientos vigentes en su mercado y lo establecido en el presente Reglamento.

Cada OM realizará la administración comercial de cada Transacción Contractual Regional en el Mercado de Contratos Regional, asignando en su Mercado Eléctrico Mayorista las obligaciones de cobro y pago que surjan de las mismas a la parte local dentro de dicha transacción.

9.2.5 Responsabilidades y Derechos de cada agente.

Los Agentes de los diferentes Mercados o Sistemas podrán participar en transacciones regionales y/o hacer uso del sistema de transmisión de otro país, previo la habilitación para realizar dichas transacciones y el cumplimiento de los requisitos y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento.

Los Agentes de los diferentes Mercados que realicen transacciones Contractuales Regionales y/o use la red de transmisión de otro país, se compromete a cumplir las normas y procedimientos que establece el presente Reglamento y las obligaciones de pago que de ello resulten.

9.2.6 Inyección y retiro por transacciones regionales.

Toda transacción que inyecte energía de otro mercado a la red nacional en el nodo de la interconexión, ya sea por una importación de energía eléctrica o por utilizar la red nacional de un tercero, será considerada dentro del mercado nacional como un Generador virtual conectado en dicho nodo.

Toda transacción que retire energía de la red nacional en el nodo de la interconexión para entregarla a otro mercado, ya sea por una exportación de energía eléctrica o por utilizar la

red de un tercero, será considerada dentro del mercado como un usuario final que retira energía conectado en dicho nodo.

9.3 Reglas para la Información.

9.3.1 Objeto.

El objeto de las reglas para la información es establecer las responsabilidades, derechos y obligaciones en el suministro e intercambio de la información referida a transacciones regionales, y el modo en que los Mercados o Sistemas compartirán la información técnica de su sistema eléctrico y comercial.

Los OS&M intercambiarán con el EOR la información técnica y operativa requerida para la coordinación de la RTR de acuerdo a los procedimientos, medios y plazos que se indican en este Reglamento.

Los OS&M intercambiarán con el EOR la información comercial requerida para la administración de las transacciones regionales de acuerdo a los procedimientos, medios y plazos que se indican en este Reglamento.

9.3.2 Responsabilidades del Operador del Mercado.

El EOR propondrá la nomenclatura a emplear para identificar cada Agente y cada elemento de la Red de Transmisión Regional en los intercambios de información para la coordinación y administración de las transacciones regionales.

Cada OM tiene la responsabilidad de organizar la información comercial de ofertas y resultados de su Mercado de Oportunidad, así como transacciones regionales de forma tal que todos los Agentes del Mercado Regional y de cada uno de los Mercados Nacionales tengan acceso libre a la misma.

9.3.3 Responsabilidades del Operador del Sistema.

Cada OS&M coordinará con el EOR el modo de intercambiar y compartir las bases de datos con la información técnica de cada mercado o de organizar una base de datos técnica común, de forma tal que los Agentes de su mercado tengan acceso a dicha información.

9.3.4 Responsabilidades y Derechos de un Agente.

Cada Agente debe suministrar a su OS&M, la información necesaria para la coordinación

operativa y administración comercial de las transacciones regionales, de acuerdo a los criterios, procedimientos y plazos que se indica en este Reglamento, incluyendo la información sobre Transacciones Contractuales Regionales y ofertas de oportunidad para su administración. Esta información será enviada al EOR por el OS&M.

9.3.5 Intercambios de información.

Cada OS&M:

- a) Centralizará la información de transacciones regionales que suministren los Agentes de su Mercado Eléctrico Mayorista.
- b) Intercambiará con el EOR, la información requerida para la administración comercial de las transacciones regionales.
- c) Intercambiará con el EOR, la información requerida para la coordinación operativa de la RTR y el mantenimiento de los criterios de calidad y seguridad.

9.3.5.1 Retiro por exportación:

- a) Para cada sistema, una exportación en un nodo de la Red de Transmisión será considerada como un retiro que se agrega y conecta a la red de transmisión en dicho nodo.
- b) Cada agente debe informar a su OS&M las ventas acordadas como exportación con agentes de otro mercado, indicando la oferta de oportunidad asociada y el nodo de la Red de Transmisión en que se realizará el intercambio, a los efectos de contar con dicha información para las programaciones que realice el EOR.

9.3.5.2 Inyección por Importación:

- a) Para cada sistema, una importación en un nodo de la Red de Transmisión será considerada como una inyección que se agrega y conecta a la red de transmisión en dicho nodo.
- b) Cada Agente debe informar a su OS&M las compras acordadas como importación de otro mercado, indicando la oferta de oportunidad asociada y el nodo de la RTR.

9.3.6 Verificación de la información.

Es responsabilidad del EOR verificar la validez de la información sobre transacciones regionales que le suministren cada OS&M del otro mercado involucrado, para comprobar su coherencia.

Ante diferencias o incompatibilidades en la información suministrada en cada mercado sobre una transacción regional que sea detectada por el EOR, ambos OS&M rechazarán la transacción regional e informarán al agente local involucrado, de acuerdo a los procedimientos que se establecen en este Reglamento.

9.4 Mercado de Contratos regional.

9.4.1 Características de las transacciones Contractuales.

Las transacciones del Mercado de Contratos Regional que se informen como inyección y retiro de energía eléctrica se administrarán en el MER como un compromiso financiero con cumplimiento en el nodo de la RTR declarado para tal transacción.

9.4.2 Suministro de información para transacciones contractuales regionales.

Características y Plazos:

- a) Todas las transacciones contractuales regionales para el día siguiente deben ser suministradas al EOR por los OS&M antes de que comience el procedimiento de coordinación comercial que se establece en este Reglamento. Toda transacción Contractual regional para el día siguiente suministrada con posterioridad a este plazo deberá ser rechazada como no válida por el correspondiente OS&M y no será aceptada por el EOR.
- b) Cada Agente de una transacción contractual regional debe proporcionar a su OS&M la información requerida para que este pueda coordinar con el EOR y administrar dichas transacciones contractuales. La información debe identificar el intercambio de energía comprometido para cada intervalo de mercado, los precios a que esta dispuesto a comprar o vender y el o los nodos de la RTR involucrados.
- c) Los procedimientos, características, formatos y plazos para suministrar esta información corresponderán a los que se definen en este Reglamento.

Transacción contractual regional de retiro:

El Agente que es la parte compradora de una transacción contractual regional debe suministrar a su OS&M la siguiente información.

- a) Identificación del Agente comprador que suministra la información.
- b) Identificación del Agente vendedor.
- c) Identificación del o los días de validez de la transacción contractual regional informada
- d) Nodo de compra, que debe corresponder a un nodo de la Red de Transmisión Regional del país en que se ubica el agente comprador.
- e) Para cada intervalo de mercado, la energía a retirar en el nodo de compra.
- f) Oferta de precio al cual esta dispuesto a comprar

Transacción contractual internacional de inyección:

El Agente que es la parte vendedora de una transacción contractual regional debe suministrar a su OS&M la siguiente información:

- a) Identificación del Agente vendedor que suministra la información.
- b) Identificación del Agente comprador.
- c) Identificación del o los días de validez de la transacción regional informada
- d) Nodo de venta, que debe corresponder a un nodo de la RTR del país en que se ubica el agente vendedor.
- e) Para cada intervalo de mercado, la energía a inyectar y la oferta de precio al cual esta dispuesto a vender.

9.4.3 Procedimiento de Coordinación Comercial.

9.4.3.1 Características Generales

Cada día, el EOR junto con los OS&M realizarán la coordinación comercial de las transacciones contractuales regionales que resultan para el día siguiente.

El procedimiento consistirá en la siguiente sucesión de tareas para cada OS&M y el EOR:

- a) Intercambio de la información de las transacciones contractuales regionales, que informaron los Agentes del Mercado Regional.
- b) Verificación de la validez de la información en cuanto a consistencia en la transacción contractual regional informada por el agente vendedor y el agente comprador.
- c) Informar a los Agentes del Mercado Regional para que corrijan las transacciones contractuales regionales que así lo requieran.
- d) Recepción de las correcciones que suministren los Agentes del MER.
- e) Acordar las transacciones contractuales regionales aceptadas como válidas.
- f) Realizar el despacho
- g) Informar a los Agentes de su mercado las transacciones rechazadas y el motivo.

9.4.3.2 Intercambio de información:

Cada día, a las 10:00 horas., los OS&M intercambiarán la información suministrada por los Agentes referida a transacciones contractuales regionales de compra o venta de energía eléctrica, con el EOR con el objeto de verificar inconsistencias o información faltante, y realizar la coordinación de las transacciones contractuales regionales. La información inconsistente o faltante será reportada por el EOR a más tardar a las 10:30 horas para esperar las correcciones de cada OS&M. La información corregida deberá ser enviada al EOR a más tardar a las 11 horas. Toda transacción de contratos, que no haya sido validada a esta hora quedará afuera del despacho.

Una transacción contractual regional será considerada válida si cumple los siguientes requisitos.

- El Agente comprador suministró a su OS&M la información de la transacción contractual regional de compra, y el Agente vendedor suministró a su OS&M la información correspondiente a la transacción contractual regional de venta y ambas fueron procesadas por el EOR;
- Para cada intervalo de mercado, la energía a retirar informada por el Agente comprador coincide con la informada por el Agente vendedor.
- El procedimiento de coordinación comercial comenzará con una primera verificación del EOR, que se realizará mediante el intercambio de las transacciones contractuales regionales suministradas por los OS&M para identificar las transacciones contractuales regionales que resultan inválidas

Cada OS&M debe informar a los Agentes de su mercado las transacciones contractuales regionales en las que son parte y que han sido rechazadas como inválidas por el EOR, indicando el motivo que lo justifica.

9.4.3.3 Resultados:

Como resultado del procedimiento de coordinación comercial, el EOR determinará las transacciones contractuales internacionales válidas.

Cada OS&M es el responsable de informar a los Participantes de su mercado, las transacciones internacionales rechazadas por inválidas en que eran una de las partes, indicando el motivo.

9.5 Programación y despacho.

9.5.1 Objeto.

El objeto de las reglas para la programación (Predespacho) y el despacho es establecer el modo en que cada día cada OS&M coordina con el EOR, la programación de la operación y el despacho del día siguiente, tanto para las transacciones contractuales regionales como para las transacciones de oportunidad regionales.

Esta coordinación incluye lo siguiente: :

- Procedimientos mediante los cuales los OS&M verifican e informan si existen restricciones operativas que afectan las transacciones regionales válidas.
- Procedimientos de coordinación para que los OS&M intercambien con el EOR, la información de los excedentes y faltantes previstos en el Mercado de Oportunidad nacional como ofertas de inyección y retiro de energía eléctrica en los nodos de la Red de Transmisión para el Mercado de Oportunidad Regional.

9.5.2 Información sobre la capacidad de transmisión.

(Texto conforme Resolución N° CRIE-05-2003).

Antes de las 8:00 horas de cada día, los OS intercambiarán con su OM la información sobre variaciones en la capacidad de transmisión de la RTR debidamente justificadas. Esta información será remitida al EOR para que integre la información de carácter regional antes de las 9:00 horas.

Antes de las 8:00 horas de cada día, los OS intercambiarán con su OM la información sobre

la máxima capacidad de exportación horaria de sus sistemas. Esta información será remitida, al EOR para que integre la información de carácter regional antes de las 11:00 horas.

La máxima capacidad de exportación horaria de cada sistema se define como:

Máxima Capacidad de Exportación en cada hora es igual a la suma de la capacidad de generación disponible nacional en cada hora menos la demanda local prevista en cada hora.

En caso que un OM no presentara esta información, el Ente Operador Regional –EOR– deberá tomar como Máxima Capacidad de Exportación en cada hora el valor declarado de la suma de las capacidades en los interconectores en sus fronteras.

9.5.3 Predespacho Nacionales

Cada día, cada OS&M realizará el Predespacho del día siguiente mediante la administración económica de la demanda local prevista y la oferta de generación en el Mercado de Oportunidad local, teniendo en cuenta la red y sus restricciones, los criterios de calidad y seguridad.

Como resultado, cada OS&M determinará la previsión para cada intervalo de mercado del día siguiente de disponibilidad de excedentes de ofertas inyección o retiro en el Mercado de Oportunidad nacional, dada por la oferta de inyección que no resulta prevista requerida como generación ni como reserva, por la oferta de retiro decreciente de generación programada o por la oferta de retiro de la demanda que no logró ser satisfecha.

El OS&M remitirá al EOR el perfil de generación local y la demanda en cada uno de los nodos de la RTR, como resultado de su Predespacho local, para poder incorporar al Predespacho regional. Esta información deberá ser enviada al EOR a más tardar a las 13:00 horas de cada día.

9.5.4 Ofertas de inyección y retiro de oportunidad regional.

Características Generales:

Cada OS&M elaborará para cada intervalo de mercado las correspondientes ofertas de inyección o retiro de oportunidad regional en los nodos correspondientes de la RTR, como bloques incrementales de energía. Los precios serán ofertados para un nodo de la RTR

Ofertas de inyección de Oportunidad:

Para cada intervalo de mercado en que se prevén excedentes, el OS&M determinará las ofertas de inyección de oportunidad en bloques de energía, cada bloque con su precio en un nodo de la RTR.

Para las ofertas de inyección de oportunidad a cada bloque de energía ofertado el OS&M asignará un precio, que corresponde al precio mínimo a partir del cual está dispuesto a vender la energía ofertada. Opcionalmente, la oferta podrá indicar que siempre está dispuesto a vender, independientemente de lo bajo que resulte el precio, esto significa que su curva de oferta de inyección es a precio cero.

Oferta de retiro de Oportunidad:

Para la oferta de retiro de oportunidad a cada bloque de energía a ser retirado se le asignará un precio, que corresponde al precio máximo a partir del cual está dispuesto a comprar la energía indicada. Opcionalmente, la oferta podrá indicar que siempre está dispuesto a comprar, independientemente de lo alto que resulte el precio, esto significa que su curva de oferta de retiro es a precio infinito.

Para cada intervalo de mercado en que se prevé una condición de déficit o falta de reserva, el OS&M determinará la oferta de retiro de oportunidad en bloques de energía. El OS&M establecerá la oferta de retiro de oportunidad en el nodo de la RTR como el bloque de energía faltante que se puede tomar de la RTR.

9.5.5 Coordinación de las transacciones de Oportunidad regionales.

A las 13:00 horas, los OS&M intercambiarán con el EOR las ofertas de inyección y retiro de oportunidad regionales en los nodos de la Red.

El EOR incorporará al Predespacho del día siguiente para su administración económica las ofertas de inyección y retiro de oportunidad regionales en los nodos de la Red Regional.

De la administración económica de las ofertas en el Mercado de Oportunidad Regional a

través del Predespacho el EOR obtendrá como resultado las ofertas de oportunidad regional en cada nodo de la Red que resultan aceptadas.

Resultados del Predespacho Regional. El EOR remitirá a más tardar a las 14:30 horas el despacho regional, para verificación de cada OS&M de los mercados involucrados, las transacciones de oportunidad aceptadas. Solicitándoles la verificación técnica y comercial de las mismas hacia el interior de su mercado, para la verificación final de restricciones de transporte.

Cada OS&M dispondrá hasta las 16:00 horas para confirmar al EOR el despacho de las ofertas de oportunidad regionales aceptadas, verificando sus condiciones y la seguridad operativa de su sistema. El EOR con esta información realizará la última verificación de las transacciones regionales, de acuerdo a la información recibida de cada uno de los OS&M, esta será remitida a más tardar a las 17:00 horas a cada OS&M responsable de informar a sus agentes.

A más tardar a las 18 horas todos los agentes del MER involucrados quedarán informados de las transacciones regionales programadas, para su ejecución en tiempo real por su OS&M.

Como resultado, cada OS&M conocerá para cada nodo de la Red y cada intervalo de mercado las transacciones regionales programadas, tanto de inyección como de retiro.

El OS&M programará la operación del sistema incluyendo el compromiso de mantener las líneas de interconexión de la RTR con el flujo de energía físico previsto como resultados de las transacciones regionales.

9.6 Operación en tiempo Real

9.6.1 Objeto.

Las reglas para la operación tiempo real tienen como objeto definir los procedimientos mediante los cuales los OS&M administrarán en tiempo real las transacciones regionales programadas y las transacciones regionales cuando surgen diferencias entre las condiciones previstas y las reales para la oferta, la demanda y la capacidad de transmisión y que previamente ha sido programada por el EOR.

En condiciones de emergencia el OS&M de cada país, con el objetivo de preservar la seguridad de la red, podrá transitoriamente tomar medidas para llevar al sistema

nuevamente a su condición normal que se aparten de la administración económica de la oferta y la demanda.

9.6.2 Administración Normal de las transacciones regionales.

Cada día, cada OS&M administrará en tiempo real las desviaciones respecto del Predespacho entre la oferta y demanda real, local y de transacciones regionales, de forma tal de cubrirlas a mínimo costo dentro de las prioridades definidas por los criterios de calidad y seguridad. Los OS&M serán responsable de mantener el intercambio neto programado.

9.6.3 Emergencias

(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-04-2004)

Contingencias y condiciones imprevistas podrán llevar a un sistema a una condición de emergencia. En este caso cada OS&M dará prioridad al mantenimiento de la seguridad de su sistema y podrá solicitar energía de emergencia utilizando el procedimiento descrito en este Reglamento.

En caso que la emergencia lleve a la pérdida de desconexión de la RTR, los OS&M deberán tomar las medidas necesarias para a la menor brevedad reponer la conectividad de la Red de Transmisión.

Ante una condición de emergencia en un sistema, el OS&M deberá informar al EOR, y éste deberá informar a los otros OS&M:

- a) la condición existente;
- b) el motivo;
- c) la duración prevista
- d) bitácoras de indisponibilidades existentes.
- e) preparar un informe de la condición en emergencia que deberá ser enviado al EOR;

A continuación se describe el procedimiento para solicitar energía de emergencia a utilizar entre los OS&M:

- a) El EOR tomará como ofertas de energía de emergencia las ofertas del mercado de oportunidad que no fueron programadas en el pre-despacho de las 17 horas, para lo cual, el OS&M tendrá hasta las 18 horas, para verificar si los parámetros de seguridad y calidad de su área de control están satisfechos e indicar la disponibilidad de dichas ofertas no despachadas.
- b) El EOR publicará el estado de los montos de las garantías de cada uno de los países así como una tabla con la disponibilidad de energía de emergencia con sus precios que fueron confirmadas de acuerdo al literal a), adicionalmente se le agregarán los precios indicativos de la transmisión en cada uno de los nodos de la RTR para antes de las 20:00 horas.
- c) La coordinación de la transacción de emergencia se realizará entre los OS involucrados limitadas a la energía declarada y los precios de la energía más los cargos indicativos de la transmisión por cada uno de los países en la tabla publicada por el EOR.

La energía de emergencia se consignará en el DTER identificando deudores y acreedores.

El precio de mercado determinado en el despacho del día anterior, se mantendrá en situaciones de emergencia.

10 MODIFICACIONES AL REGLAMENTO

10.1 OBJETO.

El objeto de la presente sección es indicar el procedimiento a seguir para hacer modificaciones (adiciones, eliminaciones o sustituciones) a lo establecido en el Reglamento y sus anexos.

10.2 MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.

De toda modificación que se pretenda realizar al presente Reglamento se dará audiencia al EOR, para que se pronuncie sobre las mismas.

10.3 (Texto conforme Resolución N° CRIE-01-2004)

Toda modificación al RTMER se hace efectiva desde el momento en que es aprobada por la CRIE y notificada al EOR, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este capítulo.

Las modificaciones, incluyendo la incorporación de nuevas normas para cubrir vacíos regulatorios, al RTMER pueden ser propuestas por cualquier agente del mercado eléctrico regional, OS/OM, el EOR o la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este capítulo.”

Un agente del mercado puede someter una solicitud de modificación ante su respectivo OS/OM, proponiendo el estudio de una o más modificaciones al RTMER. La solicitud de modificación debe incluir la exposición de las razones por las cuales la o las modificaciones al RTMER pueden ser necesarias o deseables.

El OS/OM reunirá, organizará y remitirá al EOR las solicitudes de modificaciones de sus respectivos agentes del mercado, incluyendo su opinión respecto a las modificaciones solicitadas, dentro de los diez días de recibidas.

Un agente del mercado puede someter directamente ante el EOR una solicitud de modificación, proponiendo el estudio de una o más modificaciones al RTMER, si por razones adecuadamente fundadas su solicitud no puede ser remitida por el respectivo OS/OM. La presentación de la solicitud de modificación debe incluir la exposición de las razones por las cuales la o las modificaciones al RTMER pueden ser necesarias o

deseables, así como las causas que le impidieron tramitar la misma a través de su respectivo OS/OM. En tal caso, el EOR remitirá una copia de la solicitud de modificación del agente del mercado a su respectivo OS/OM.

Un OS/OM puede someter una solicitud de modificación al EOR, proponiendo el estudio de una o más modificaciones al RTMER. La presentación de la solicitud de modificación debe incluir la exposición de las razones por las cuales la o las modificaciones al RTMER pueden ser necesarias o deseables.

El EOR podrá requerir a quienes presenten solicitudes de modificaciones al RTMER que provean información adicional con respecto a las mismas.

El EOR elaborará un Informe en el cual identificará las distorsiones y otros problemas asociados con el MER y con base en su análisis realizará las propuestas de mejoras, incluyendo recomendaciones de modificaciones al RTMER.

En la conformación del análisis y recomendaciones del Informe, el EOR tendrá en cuenta las solicitudes de modificaciones de los OS/OMs y de los agentes del mercado, así como aquéllas generadas por el propio EOR. El Informe incluirá una copia de cada solicitud de modificaciones, el análisis de las mismas realizado por el EOR, sus justificaciones y antecedentes.

El EOR presentará el Informe a la CRIE con el fin de iniciar el proceso de aprobación de modificaciones ante la CRIE, dentro de los noventa días de recibidas las solicitudes y asegurándose que el Informe tiene en cuenta las opiniones de los OS/OMs y de los agentes del mercado que presentaron solicitudes de modificaciones o comentarios a las mismas.

La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER. Anualmente, o más frecuentemente si es necesario, la CRIE elaborará un Informe de Diagnóstico del MER y lo informará al EOR, para iniciar el proceso de aprobación de modificaciones al RTMER. El Informe de Diagnóstico evaluará si los objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos se están cumpliendo y hará recomendaciones de mejoras, incluyendo propuestas de modificaciones al RTMER.

La CRIE revisará el Informe del EOR y/o el Informe de Diagnóstico del MER y cuando en ellos se propongan modificaciones al RTMER, iniciará el trámite de las modificaciones

propuestas.

La CRIE revisará las modificaciones al RTMER propuestas y determinará el cronograma para la revisión y aprobación de las mismas. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el cronograma de revisión. En cualquier caso el plazo no excederá de tres meses.

La CRIE realizará las averiguaciones, consultas y reuniones que considere necesarias a fin de recabar la información más completa con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado.

Cuando la CRIE considere en virtud del análisis e investigación referidos en el párrafo anterior que los puntos de vista expresados en los comentarios presentados son consistentes, la CRIE documentará los argumentos relacionados con las modificaciones propuestas al RTMER junto con su decisión debidamente fundada, adoptará la resolución respectiva y realizará las notificaciones y publicaciones que corresponden. El EOR implementará las modificaciones al RTMER que hayan sido aprobadas por la CRIE.

La CRIE podrá contratar las consultorías de apoyo y buscar el consejo de los expertos externos que considere necesario o deseable con el propósito de cumplir las responsabilidades establecidas en este Capítulo.

En cumplimiento de alguna de las responsabilidades establecidas en este Capítulo, la CRIE podrá solicitar la asistencia de cualquier directivo, ejecutivo o empleado del EOR.

En cualquier momento y para los casos en que la CRIE lo considere necesario o conveniente, la CRIE puede conformar grupos de trabajo para asistirle en el cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este Capítulo. Los grupos de trabajo funcionarán de acuerdo con términos y condiciones de referencia definidos por la CRIE. La CRIE notificará al EOR, los OS/OMs y agentes del mercado la creación de los referidos grupos de trabajo.

A partir de la recepción de peticiones de aclaración e interpretación con respecto a la aplicación del RTMER, la CRIE podrá notificar a todos los agentes, a los OS/OM y al EOR los comunicados de aclaración e interpretación de aplicación del RTMER que resulten necesarios.

ANEXO A

Servicios Auxiliares Regionales, Criterios y Parámetros de Calidad y Seguridad Operativa y su Verificación

OBJETO

El presente Anexo tiene como objeto definir los criterios y parámetros de calidad y seguridad en el Sistema Eléctrico Regional de los Países de América Central para mantener la calidad y seguridad operativas.

Variaciones de la Tensión

1. En condición de Operación Normal, los Operadores de Sistema (OS) deberán mantener, durante la operación, un nivel de tensión en los nodos de la RTR dentro de un rango de +/- 5% del valor nominal.
2. En condición de Emergencia, los OS tendrán como objetivo mantener el valor de la tensión en los nodos de la RTR dentro de una banda de +/- 10 % del valor nominal.

VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA

1. En Condición de Operación Normal, los OS deberán tener como objetivo mantener la frecuencia dentro de un rango de 59.7 y 60.2 Hz.
2. En Condición de Emergencia, los OS tendrán como objetivo mantener la frecuencia dentro de los valores de 59.4 y 60.6.
- 3.

RESERVAS Y REGULACIÓN

Las reservas rodantes estarán distribuidas por todo el Sistema Eléctrico Regional 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 nacional debe especificar y proveer como mínimo las reservas operativas señaladas a continuación:

1. Para Condición Normal, los requerimientos mínimos de reserva y regulación son los siguientes:

- Reserva Rodante: 7% de la demanda momentánea
 - Reserva bajo AGC: 4% de la demanda momentánea.
 - Regulación Primaria de frecuencia: 3% de la demanda momentánea

2. Para Condiciones de Emergencia los requerimientos mínimos de reserva 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: 3%
- b) El Salvador: 3%
- c) Honduras: 5%(en conjunto con la reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia)
- d) Nicaragua: 2.5%
- e) Costa Rica: 10% para horas de demanda máxima y 15% para horas fuera de pico (en conjunto con la reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia)
- f) Panamá: 5%

El estatismo de la unidades generadoras debe estar entre 2 y 6% y la banda muerta debe ser inferior al 0.1% (0.06 Hz)

Los parámetros de reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia actuales (con respecto a la demanda neta) para las áreas de control son:

- a) Guatemala 7%(0:00 –5:00, 22-24 hrs), 6% (5:00-18:00 hrs), 5% (18:00-22:00 hrs) menos la reserva rodante para regulación primaria de frecuencia
- b) El Salvador 4%
- c) Honduras 5%(en conjunto con la reserva rodante para regulación primaria de frecuencia)
- d) Nicaragua 2.5%
- e) Costa Rica 10% para horas de demanda máxima y 15% para horas fuera de pico (en conjunto con la reserva rodante para regulación primaria de frecuencia)
- f) Panamá 2.5%

CONTROL DE INTERCAMBIO

Cada Área de Control 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 Regional.

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

Cada Control de Área mantendrá capacidad de generación de regulación sincronizado con la Interconexión que pueda ser aumentado o disminuido 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 el AGC queda fuera de servicio se utilizará control manual para ajustar la generación para mantener el intercambio programado.

El Error de Control de Área debe ser la forma normal y habitual de control del AGC para cada Área de Control. Si tal control, conocido como Tie Line Bias no está implementado u

operativo, tal hecho constituye una influencia adversa sobre el control de los intercambios, de la frecuencia y en general sobre la confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional.

Las tolerancias en desvíos de potencia y energías que se pacten para los intercambios deben tener en cuenta la existencia o no del control de frecuencia e intercambio (tie line frequency bias control), debiendo ser las tolerancias más amplias para el caso de no existencia de tal control.

PROTECCIONES

1. Las unidades generadoras deben permanecer conectadas y en sincronismo con el Sistema Eléctrico Regional 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 - 60.0 por 90 segundos
 - a.3 - 58.5 - 62.0 por 30 segundos
 - a.4 - 58.0 - 62.5 por 10 segundos
- b) Tensión reducida en barra de alta:
 - b.1 - 0.3 pu por 0.175 segundos
 - b.2 - 0.7 pu por 1.5 segundos

ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGAS

Los esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia deberán ser coordinados entre los sistemas de los países del bloque sur y del bloque norte para el momento del inicio de operación de la interconexión entre Honduras y El Salvador en 230 kV.

La modificación de los esquemas actualmente vigentes requerirá un estudio para la determinación del esquema conjunto más adecuado para el cumplimiento de los principios de calidad, seguridad y equidad.

Esquema de Desconexión de Cargas por Baja Frecuencia

El esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia utiliza relés de baja frecuencia organizados en un esquema multietapa tanto en el bloque Norte como en el bloque Sur.

Ambos bloques serán interconectados cuando se finalice la línea Honduras - El Salvador, hecho que señala una necesaria división entre los esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia vigentes, antes de dicha interconexión y los que serán necesarios después de la misma.

Actualmente existe coordinación en el bloque sur, luego de la puesta en servicio de la línea Honduras - El Salvador, deberá contarse con un esquema coordinado para actuación en todos los países interconectados.

Los valores de frecuencia para cada etapa de desconexión por baja frecuencia, para el momento de la interconexión de los seis países deberán ser determinados por estudios a realizar en forma conjunta. Dichos estudios deberán permitir que:

- Se planifique e implemente, oportunamente, un esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia, coordinado entre todos los países de la región y donde corresponda, también con sistemas vecinos.
- El esquema regional de desconexión de cargas por baja frecuencia debe ser coordinado con los siguientes esquemas
 - 1 Sistemas de protección y control de los generadores,
 - 2 De desconexión de cargas por baja tensión
 - 3 Programas regionales y nacionales de reposición o restauración del servicio de suministro
 - 4 Sistemas de control y protección de transmisión.

Esquemas Iniciales de Desconexión de carga por Baja Frecuencia

1. Cada uno de los bloques de países interconectados, sur y norte deberán operar con esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia coordinados dentro de cada bloque.
2. La coordinación consiste en operar con el mismo número de etapas de desconexión, con el mismo umbral o valor de desconexión en cada etapa y con el mismo porcentaje de demanda a desconectar en cada umbral.
3. A partir de la interconexión Honduras - El Salvador la coordinación deberá establecerse entre los seis sistemas interconectados, siendo los valores a adoptar los resultantes de los estudios correspondientes.
4. Hasta el momento en que los resultados de un estudio aconsejen un esquema distinto, se podrá utilizar el siguiente:

ETAPA	UMBRAL DE DESCONEXIÓN, HZ	PORCENTAJE DE DEMANDA A DESCONECTAR
1	59,4	5
2	59,1	5
3	58,8	15
4	58,5	10
5	58,2	10

5. Los automatismos de corte de demanda deberán medir la frecuencia absoluta en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

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 sistema y Área de Control tomarán la acción que corresponda para superar cualquier condición anormal que ponga en riesgo la operación confiable del Sistema Eléctrico Regional.

El área que experimenta la emergencia de capacidad debe en el menor plazo posible equilibrar su generación con su demanda y sus compromisos de intercambio como objetivo prioritario frente a consideraciones de optimización económica, 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 solo temporaria y debe ser restablecida prontamente para que el sistema eléctrico regional esté listo para enfrentar la próxima contingencia.

Un área de control que no se encuentre en condiciones de equilibrar su generación con su demanda y compromisos de intercambio tiene la responsabilidad de desconectar suficiente carga para permitir la corrección de su Error de Control de Área.

Si un sistema o Control de Área determina que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su operación podrá tomar las acciones que considere necesarias para su propia protección.

Esquema de Desconexión de Carga por Baja Tensión

1. Estará organizado en un esquema de múltiples etapas y serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes coordinados en el orden regional, y donde corresponda, con los sistemas vecinos.
2. 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.
3. 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

Esquemas Iniciales de Desconexión de Cargas por Baja Tensión:

A partir de la interconexión Honduras - El Salvador la coordinación deberá establecerse entre los seis sistemas interconectados, siendo los valores a adoptar los resultantes de los estudios correspondientes.

SISTEMAS DE PROTECCIÓN ESPECIALES

1. 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.
2. 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.

ANEXO B

Informes y Análisis de Perturbaciones que Afecten al Sistema Eléctrico Regional

MODELO DEL PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

El PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACION será un documento en cual se informarán los hechos sucedidos, las actuaciones de protecciones durante la perturbación y las cargas que se hubieren cortado. También incluirá las maniobras de reposición del sistema.

Este PARTE contendrá la cronología de eventos, las señalizaciones de las protecciones que hayan actuado en la perturbación, indicando claramente cuáles emitieron disparo a su interruptor asociado. Contendrá, además, el listado de las Subestaciones involucradas, la carga y generación pérdida en cada una de ellas, la causa del corte y la hora de reposición de la misma ya sea parcial o total según corresponda.

El PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACION debe seguir el siguiente modelo:

REFERENCIAS

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título o nombre asignado a la perturbación.

CONFIGURACIÓN PRE-FALLA

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

DESCRIPCIÓN DE LOS SUCESOS EN ORDEN CRONOLÓGICO

En este punto se debe indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las señalizaciones de las protecciones y las causas de cada desconexión de equipos, todas en orden cronológico, indicando horario de ocurrencia de cada evento.

CONFIGURACIÓN POST-FALLA

Debe incluirse la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR EL SERVICIO.

En este punto se deberán indicar las principales maniobras realizadas para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se pudiesen presentar en la normalización del sistema que hayan ocasionado retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada ENS (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Subestación.

MEDIDAS ADOPTADAS

Si dentro del tiempo requerido para realizar el PARTE surgen medidas correctivas a adoptar como consecuencia inmediata de la perturbación, deben ser incluidas en este ítem. De implementarse estas medidas luego de confeccionado el mismo y antes del INFORME FINAL DE PERTURBACIONES, deberán ser comunicadas al EOR mediante nota.

NOTAS

1. Todos los puntos indicados deberán constar en el informe. En caso de no disponerse información para alguno de ellos, se lo hará constar.
2. Este informe se enviará al EOR mediante correo electrónico a la casilla de correos que se informará oportunamente por circular, utilizando como base el utilitario WORD 6.0 o inferior.

MODELO DE INFORME FINAL DE PERTURBACIONES

El INFORME FINAL de PERTURBACIONES será un documento en el cual se tendrá una explicación clara de la perturbación, es decir, sus causas y consecuencias. También deberá contener las acciones tomadas o a tomar en los casos en que se registren incorrectos desempeños de los sistemas de protección, control y maniobra con el objeto de mejorar la calidad de servicio. Deberá estar disponible en el EOR dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.

Este informe deberá incluir toda la información registrada entre aquellas requeridas según el apartado "Información a Registrar" del Reglamento Transitorio, debidamente procesada para su utilización en el análisis y estadística de la perturbación.

Se deberá realizar una descripción pormenorizada de la perturbación, el equipamiento afectado, cronología de eventos, causas de cada uno de los eventos, los mecanismos de normalización utilizados, tiempos de ocurrencia de todos los eventos y estimación de energía no suministrada ENS.

Este informe deberá contener un ítem relativo a las medidas correctivas implementadas o a implementar, si corresponden, para evitar en el futuro situaciones semejantes.

Quedan comprendidos en este último aspecto casos donde se requieran estudios del sistema eléctrico para determinar el origen de la perturbación y las medidas correctivas a adoptar. En algunos casos particulares en que sean necesarios estudios adicionales, el INFORME será considerado como informe final provisorio, debiendo el OS presentar el informe final definitivo dentro de los 7 días hábiles posteriores a la presentación provisorio.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN debe seguir el siguiente modelo:

B1 REFERENCIAS

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título o nombre asignado a la perturbación.

B2 SÍNTESIS

Es el resumen del informe en el cual se debe indicar:

- a) Presentación del evento.
- b) Conclusiones
- c) Acciones tomadas o a tomar.

B3 CONFIGURACIÓN PRE-FALLA

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red y los flujos de cargas reales previos a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

B4 DESCRIPCIÓN DE LOS SUCESOS EN ORDEN CRONOLÓGICO

En este punto se deben indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico (aún cuando las diferencias de tiempos entre eventos sean del orden de milisegundos), e indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos. Se adjunta planilla titulada DESCRIPCION DE EVENTOS, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

Cuando la perturbación involucre equipamientos de distintos sistemas nacionales, el OS responsable de la confección del INFORME FINAL deberá detallar en una única cronología, todos los eventos producidos en la perturbación.

En la misma se deberán destacar las modificaciones respecto a lo informado en la "Descripción de los sucesos en orden cronológico" del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

B5 CONFIGURACIÓN POST-FALLA

Debe Incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

B6 MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR EL SERVICIO

En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas en las redes de Alta Tensión y las principales en las de tensiones menores para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron en la normalización del sistema y que ocasionaron retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento. Se adjunta planilla titulada NORMALIZACION DEL SERVICIO, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

Cuando como consecuencia de la perturbación se hubiera producido la actuación de relés de baja frecuencia, las circunstancias de la normalización deberán registrarse en la planilla titulada ACTUACION DE RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA, asentando esa novedad en la planilla citada previamente.

B7 ANÁLISIS DE LAS ACTUACIONES DE PROTECCIONES

Se debe realizar un análisis de los eventos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, consecuencias de la perturbación en las protecciones si las hubiera, incluyendo una estimación de energía no suministrada ENS a los usuarios del sistema eléctrico por efecto de la mala actuación de los mismos.

B8 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada ENS (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Subestación. A esos efectos se adjunta la planilla titulada CORTES PRODUCIDOS que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

En los casos en que todo o parte de esa energía no suministrada ENS hubiera resultado de la actuación de relevadores de baja frecuencia, deberá registrarse la correspondiente información mediante la planilla ACTUACION DE RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA que es complementaria a la descripción incluida en este ítem y que deberá acompañar a este INFORME FINAL.

B9 MEDIDAS ADOPTADAS

Medidas correctivas adoptadas como consecuencia inmediata de la perturbación.

B10 CONCLUSIONES Y ACCIONES TOMADAS O A TOMAR

Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el incorrecto funcionamiento de equipos, de elementos de protección, de maniobra o automatismos, para evitar su repetición y lograr así una mejora en la calidad de servicio. Además se indicará todas las medidas a adoptar para obtener la información faltante o soluciones a los problemas de comunicaciones.

B11 ANEXOS

Deberán adjuntarse al informe registros, oscilogramas y documentos de las perturbaciones.

NOTAS

1. Todos los puntos indicados deberán constar en el INFORME. En caso de no disponerse información para alguno de ellos, se lo hará constar.
2. Este informe se enviará al EOR mediante correo electrónico a la casilla de correos que se informará oportunamente por circular, utilizando como base el utilitario WORD 6.0 o inferior. Los anexos (oscilogramas, registros de frecuencia, etc.), podrán ser enviados vía Fax o Correo.

El informe será publicado para conocimiento de todos los OS por medio a establecer con las observaciones que realice el EOR al mismo.

PLANILLAS

Se adjuntan a continuación las planillas modelo a utilizar para el envío de la información requerida en cada caso.

PLANILLAS

DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS

Falla:

Fecha:

Hora:

Hr.	Hora		mseg.	Equipo		Protección		Dispara	Observaciones
	Min.	Seg.		Nombre	ID	Tipo	Señaliza		

CORTES PRODUCIDOS

Falla:

Fecha:

Hora:

Subestación	P cortada (MW)	Tiempo (min.)	ENS (MWh)	Causa (*)	Observaciones

(*) Sin voltaje ($V = 0$)

Bajo voltaje ($V < V$ nominal)

Baja frecuencia ($f < f$ nominal)

ACTUACION DE RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA

Falla:

Fecha:

Hora:

Subestación	Escalón 1 ... Hz			Escalón 2 ... Hz			Escalón 3 ... Hz			Escalón 4 ... Hz			Escalón 5 ... Hz		
	Nombre	Demanda (MW)	Salida	Carga Cortada	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.	Carga Cortada (MW)	%	Hora de repos.
Demanda total antes de falla (MW)															

ANEXO C

Solicitud de mantenimiento en los equipos de las interconexiones

**SOLICITUD DE MANTENIMIENTO EN LOS EQUIPOS DE LAS INTERCONEXIONES
- SOLMANT**

OS	SOLMANT	NUMERO			
EOR	SOLICITUD DE MANTENIMIENTO EN LOS EQUIPOS DE LAS INTERCONEXIONES1.../.... .			
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;"> PEDIDO: <input type="checkbox"/> EJECUCION 2 <input type="checkbox"/> CANCELACION </td> <td style="width: 33%;"> <input type="checkbox"/> CON DESCONEXION 3 <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG </td> <td style="width: 33%;"> <input type="checkbox"/> SIN DESCONEXION 4 <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG </td> </tr> </table>			PEDIDO: <input type="checkbox"/> EJECUCION 2 <input type="checkbox"/> CANCELACION	<input type="checkbox"/> CON DESCONEXION 3 <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG	<input type="checkbox"/> SIN DESCONEXION 4 <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG
PEDIDO: <input type="checkbox"/> EJECUCION 2 <input type="checkbox"/> CANCELACION	<input type="checkbox"/> CON DESCONEXION 3 <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG	<input type="checkbox"/> SIN DESCONEXION 4 <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG			
EQUIPO:					
LUGAR:					
MANTENIMIENTO: INICIO DIA:/...../....., HORA: FINAL:/...../....., HORA: EN CASO DE SER NECESARIO, EL TIEMPO DE REPOSICION DEL EQUIPO SERA DE: HORAS 6	PERIODO: <input type="checkbox"/> CONTINUO <input type="checkbox"/> DIARIAMENTE 7				
DESCRIPCION SUSCINTA DEL TRABAJO A EJECUTAR:					
RAZON DE LA URGENCIA:					
NOMBRE DEL SOLICITANTE: EMPRESA: 10 SOLICITADO EN EL DIA;/...../..... APROBADO POR:					
MANIOBRAS PARA LA EJECUCION DEL MANTENIMIENTO:					
OBSERVACIONES:					
CONDICIONES PARA LA EJECUCION DEL MANTENIMIENTO:					

ANEXO D

Nodos habilitados de la RTR

DEFINICION DE NODOS HABILITADOS DE LA RTR

Definición de la Red de Transmisión Regional

La definición de la red esqueleto se hace para identificar los elementos de transmisión del Sistema Eléctrico Regional que son afectados por los intercambios de electricidad entre los países. Esta red esqueleto está formada por las líneas y transformadores que reciben un tratamiento común (regional) en las pruebas de cumplimiento de los criterios de seguridad regional.

La red esqueleto para los estudios del 2001 fue identificada comparando soluciones de flujos de potencia para condiciones con intercambios regionales y condiciones sin intercambios regionales.

Se analizaron condiciones de demanda máxima y mínima en verano e invierno:

Caso base	Caso con intercambio
Invierno, demanda máxima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras
Invierno, demanda mínima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras
Verano, demanda máxima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras
Verano, demanda mínima	10 MW de Guatemala a Panamá
	10 MW de Panamá a Guatemala
	10 MW de Honduras a Panamá
	10 MW de Panamá a Honduras

El criterio para la identificación de los elementos a incluir en la RTR es: $\text{delta}(\text{flujo})/\text{delta}(\text{intercambio}) > 10\%$, i.e. si el intercambio es de 10 MW, las líneas y transformadores cuya diferencia de flujo entre los casos comparados (con y sin intercambio) es mayor que 1.0 MW.

Los intercambios simulados son obtenidos escalando la producción de todos los generadores en línea (países importador y exportador en cada caso).

Los elementos de la red esqueleto se listan a continuación:





NODOS EN LA RED DE TRANSMISION REGIONAL RTR

DE NODO	A NODO	PAIS	DE NODO	A NODO	PAIS
[ALB-230 230]	[ESC-231 230]	GUAT	[BRM-138 138]	[CIR-138 138]	NICARAG
[ALB-230 230]	[ESC-231 230]	GUAT	[CMY-138 138]	[PAZ-138 138]	NICARAG
[ALB-230 230]	[SID-230 230]	GUAT	[CRL-138 138]	[RLN-138 138]	NICARAG
[ALB-230 230]	[SJO-230 230]	GUAT	[CRL-138 138]	[SGT-138 138]	NICARAG
[CHX-230 230]	[LVE-230F 230]	GUAT	[PAZ-138 138]	[SGT-138 138]	NICARAG
[CHX-230 230]	[LVE-230 230]	GUAT	[TPT-138 138]	[MSY-138 138]	NICARAG
[ENR-230 230]	[SID-230 230]	GUAT	[PSB-138 138]	[MLP-138 138]	NICARAG
[ESC-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[MLP-138 138]	[LNI-138 138]	NICARAG
[ESC-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[LNI-138 138]	[LNI-230 230]	NICARAG
[GES-231 230]	[GNO-231 230]	GUAT	[LNI-138 138]	[LNI-230 230]	NICARAG
[GES-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[LNI-138 138]	[LN2-138 138]	NICARAG
[GES-231 230]	[MOY-230B 230]	GUAT	[LBS-138 138]	[MMT-138 138]	NICARAG
[MOY-230B 230]	[MOY-230 230]	GUAT	[MMT-138 138]	[LN2-138 138]	NICARAG
[MOY-230 230]	[MOY-230A 230]	GUAT	[LNI-230 230]	[PNI-230 230]	NICARAG
[MOY-230A 230]	[AHUA-230 230]	INTERCON	[PNI-230 230]	[LBS-230 230]	NICARAG
[GNO-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[LBS-230 230]	[MSY-230 230]	NICARAG
[GNO-231 230]	[LVE-230F 230]	GUAT	[MSY-138 138]	[MSY-230 230]	NICARAG
[GNO-231 230]	[GSU-231 230]	GUAT	[MSY-138 138]	[MSY-230 230]	NICARAG
[LVE-230 230]	[REN-230 230]	GUAT	[MSY-230 230]	[AMY-230 230]	NICARAG
[AHUA-FIC46.0]	[AHUA-115 115]	EL SALV	[AMY-230230]	[LIB-230 230]	INTERCON
[AHUA-FIC46.0]	[AHUA-230 230]	EL SALV	[RCL-230 230]	[SIS-230 230]	COSTA_R
[SANA-115 115]	[AHUA-115 115]	EL SALV	[RCL-230 230]	[PRO230 230]	INTERCON
[SANA-115 115]	[OPIC-115 115]	EL SALV	[RCL-230 230]	[VEL-230 230]	INTERCON
[AHUA-115 115]	[SONS-115 115]	EL SALV	[RMA-230 230]	[RMA-138 138]	COSTA_R
[AHUA-115 115]	[AHUA-FI246.0]	EL SALV	[RMA-230 230]	[RMA-138 138]	COSTA_R
[SONS-115 115]	[ATEO-115 115]	EL SALV	[RMA-230 230]	[SMI-230 230]	COSTA_R
[SONS-115 115]	[OPIC-115 115]	EL SALV	[SMI-230 230]	[BEL-230 230]	COSTA_R
[ACAJ-115 115]	[NCUS-115 115]	EL SALV	[SMI-230 230]	[LIN-230 230]	COSTA_R
[ATEO-115 115]	[NCUS-115 115]	EL SALV	[SMI-230 230]	[TOR-230 230]	COSTA_R
[NCUS-115 115]	[STOM-115 115]	EL SALV	[BEL-230 230]	[LIN-230 230]	COSTA_R
[NCUS-115 115]	[SANT-115 115]	EL SALV	[LIN-230 230]	[BAR-230 230]	COSTA_R
[STOM-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[LIN-230 230]	[BAR-230 230]	COSTA_R
[NEJA-115 115]	[CGRA-115 115]	EL SALV	[CAJ-230 230]	[BAR-230 230]	COSTA_R
[NEJA-115 115]	[CGRA-115 115]	EL SALV	[BAR-230 230]	[CAS-230 230]	COSTA_R
[NEJA-115 115]	[SOYA-115 115]	EL SALV	[BAR-230 230]	[ARE-230 230]	COSTA_R
[NEJA-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[BAR-230 230]	[ARE-230 230]	COSTA_R
[NEJA-115 115]	[OPIC-115 115]	EL SALV	[CAS-230 230]	[LIB-230 230]	COSTA_R
[CGRA-115 115]	[5NOV-115 115]	EL SALV	[CAS-230 230]	[COR-230 230]	COSTA_R
[5NOV-115 115]	[SRAF-115 115]	EL SALV	[LIB-230 230]	[MIR-230 230]	COSTA_R
[SRAF-115 115]	[15SE-115 115]	EL SALV	[COR-230 230]	[ARE-230 230]	COSTA_R
[SRAF-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[ARE-230 230]	[MIR-230 230]	COSTA_R
[SRAF-115 115]	[TECO-115 115]	EL SALV	[ARE-230 230]	[CQU-230 230]	COSTA_R
[15SE-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[CQU-230 230]	[TOR-230 230]	COSTA_R
[15SE-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[PAN115 115]	[CAC115 115]	PANAMA
[15SE-115 115]	[15SE-FIC46.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[CH115A 115]	PANAMA
[15SE-115 115]	[15SE-FI246.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[LM2115 115]	PANAMA
[SMIG-115 115]	[OZAT-115 115]	EL SALV	[CAC115 115]	[LM1115 115]	PANAMA
[SOYA-115 115]	[SMAR-115 115]	EL SALV	[CAC115 115]	[LM1115 115]	PANAMA
[TECO-115 115]	[OZAT-115 115]	EL SALV	[PAN115 115]	[PAN230 230]	PANAMA
[AHUA-230 230]	[AHUA-FI246.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[PAN230 230]	PANAMA
[15SE-230 230]	[15SE-FIC46.0]	EL SALV	[PAN115 115]	[PAN230 230]	PANAMA
[15SE-230 230]	[15SE-FI246.0]	EL SALV	[CH115A 115]	[LM2115 115]	PANAMA
[15SE-230 230]	[PVN-230 230]	INTERCON	[PAN230 230]	[CHO230 230]	PANAMA
[AMT-230 230]	[CJN-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[CHO230 230]	PANAMA
[AMT-230 230]	[SYP-230 230]	HOND	[BAY230 230]	[COPE230 230]	PANAMA
[CJN-230 230]	[PGR-230 230]	HOND	[BAY230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[CJN-230 230]	[PGR-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[CJN-230 230]	[SYP-230 230]	HOND	[PAN230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[GUY-230 230]	[PGR-230 230]	HOND	[CHO230 230]	[LSA230 230]	PANAMA
[GUY-230 230]	[TEL-230 230]	HOND	[CHO230 230]	[LSA230 230]	PANAMA
[LUF-230 230]	[PVN-230 230]	HOND	[CHO230 230]	[PAN-AM230 230]	PANAMA
[PGR-230 230]	[PGR-138 138]	HOND	[LSA230 230]	[M.N230 230]	PANAMA
[PGR-230 230]	[PGR-138 138]	HOND	[LSA230 230]	[M.N230 230]	PANAMA
[PRA-230 230]	[PVN-230 230]	HOND	[M.N230 230]	[FOR230 230]	PANAMA
[PRA-230 230]	[LNI-230 230]	INTERCON	[M.N230 230]	[FOR230 230]	PANAMA
[PVN-230 230]	[SYP-230 230]	HOND	[M.N230 230]	[PRO-230 230]	PANAMA
[AMT-138138]	[CMY-138 138]	NICARAG	[COPE230 230]	[PII230 230]	PANAMA
[AMT-138 138]	[STF-138 138]	NICARAG			
[BMR-138 138]	[CIR-138 138]	NICARAG			

(Texto conforme Resolución N° CRIE –NP-02-2009)

En tanto se utilicen las curvas semanales de CVT, los nodos habilitados para la realización de ofertas en el MER son las barras de 230 kV de las siguientes subestaciones:

- Moyuta
- Ahuachapan 
- 15 de Septiembre
- Pavana
- *Los Prados*
- León
- Amayo 
- Liberia
- Río Claro
- Progreso.

ANEXO E

Sistema de Medición Comercial

OBJETO

Definir las características del sistema de medición comercial que deberán instalarse en los interconectores , para que los OM&S puedan intercambiar los datos con el EOR y poder realizar la conciliación de los desvíos de las transacciones en el MER.

SISTEMA DE MEDICIÓN

2.1 REQUISITOS

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

2.1.2 Cada sistema de medición contará por lo menos con:

a) Un medidor principal y un medidor de respaldo, de iguales características.

b) Los transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.

2.1.3 Los medidores (principal y de respaldo) deberán estar conectados en el punto de interconexión al cual inyectan o retiran energía del sistema de transmisión.

2.1.4 Los medidores serán del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16, con módulo de comunicación asíncrono (módem), módulo de entrada y salida, con alimentación independiente.

2.1.5 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 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 C12.16 y ANSI C57.13.

- 2.1.6 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, graficadores, cables, etc.) no pudiendo en ningún momento sobrepasar el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en la norma ANSI C57.13, para la exactitud requerida.
- 2.1.7 La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) destinados a la medición comercial, deberá de estar comprendido dentro de límite inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo a lo estipulado en la norma ANSI C57.13.
- 2.1.8 No se deberá sobredimensionar la corriente primaria de los transformadores de corriente con respecto a la carga máxima. Para futuros sistemas de medición se utilizarán transformadores de corriente con multirelación, debiendo poseer la mejor exactitud en el devanado donde se estime que el medidor operara nominalmente.
- 2.1.9 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.
- 2.1.10 El incumplimiento en las normas y clases de los equipos componentes del sistema de medición comercial será sujeto a penalización.

2.2 CARACTERISTICAS GENERALES DEL MEDIDOR

- 2.2.1 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 por cada OS&M y remitidos al EOR .
- 2.2.2 Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables conforme a los requerimientos.
- 2.2.3 El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem y la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá de la posibilidad de extracción local. Esta extracción esta a cargo de cada OS&M.

2.2.4 Como referencia de tiempo, los registradores utilizarán sincronización externa.

2.2.5 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.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE REGISTRO

2.3.1 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 que contemplen todos los submúltiplos de 60 minutos.
- b) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de 60 días como mínimo, con 10 ó más canales activos y un período de integración fijado por el EOR que inicialmente será de 30 minutos.
- c) La asignación de las variables a ser registradas será definida por el EOR.
- d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismo, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas, con baterías para 30 días de duración como mínimo u otro sistema no volátil.
- e) El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de puertos de acceso (cable óptico y conector RS-232), y lectura remota, para lo que deberá incluir el correspondiente módem, con una velocidad de transmisión de 300 bps o mayor.

2.4 EQUIPAMIENTO EXISTENTE

2.4.1 Para los sistemas de medición actualmente instalados que no cumplan con los requisitos mencionados en el punto anterior, deberá presentarse un informe en el cual se mencione las características técnicas de los mismos y de sus equipos auxiliares con el propósito de habilitarlos.

2.4.2 Esta disposición es de carácter transitorio; los equipos que no cumplan deberán ser reemplazados antes del 31 de diciembre de 2002.

2.4.3 A partir de la fecha indicada, un OS&M que no cumpla con los reemplazos pertinentes no podrá participar en el Mercado con las instalaciones afectadas por tal equipamiento de medición.

3. RESPONSABILIDADES DE CADA OS&M

- 3.1 Cada OS&M es responsable por el correcto funcionamiento de sus sistemas de medición y por el mantenimiento de la hora del medidor dentro de un rango de un (± 1) minuto cada mes, cuando falla la sincronización externa.
- 3.2 Toda intervención a realizar por un OS&M sobre componentes de la cadena de medición, que implique cambio o alteraciones de las condiciones de diseño, requerirá la autorización previa del EOR y deberá ser certificada por un Auditor Técnico aprobado por el EOR.
- 3.3 Posterior a la intervención, el OS&M deberá presentar al EOR un informe sobre lo actuado, incluyendo toda la información que corresponda. Tal informe deberá ser firmado por el Auditor Técnico. En los casos que el Auditor Técnico no avale lo ejecutado por el OS&M, el EOR ordenará la inmediata inhabilitación del punto de conexión del OS&M

4. LECTURA DE LOS MEDIDORES

4.1 MEDICIÓN REMOTA

- 4.1.1 La interrogación remota de los medidores será realizada por el OS&M propietario del sistema de medición.
- 4.1.2 Cada OS&M deberá proporcionar a el EOR la información con la periodicidad establecida en el reglamento. El formato de deberá ser en texto (ASCII) u en el formato hoja electrónica o base de datos comerciales.

4.2 MEDICIÓN LOCAL

- 4.2.1 En caso de indisponibilidad temporal de alguna medición remota, la medición oficial será realizada localmente por los OS&M y enviada al EOR en formato electrónico.
- 4.2.2 Para tal procedimiento el OS&M contará con un máximo de 2 días después de finalizar el mes.

5. PERDIDA DE REGISTRO EN MEDICIONES COMERCIALES.

5.1 ERROR DE MEDICIÓN.

- 5.1.1 Cuando el valor medido supere el error teórico de clase de la medición, computado en la memoria de cálculo de la medición, se aplicará un ajuste igual a la valorización del desvío de medición detectado, aplicado a la energía medida, con retroactividad a la última lectura enviada al EOR, con un máximo de 2 meses, y hasta tanto sea corregido el error.
- 5.1.2 No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejores clases que las requeridas.

5.2 INDISPONIBILIDAD DE LA MEDICIÓN.

- 5.2.1 En caso de que un medidor principal falle pero no el de respaldo, el equipo fallado deberá ser rehabilitado dentro de los 3 días hábiles siguientes de darse la indisponibilidad. Transcurrido tal plazo, se considerará que se está ante un caso de Error de Medición desde el instante del comienzo de la indisponibilidad y hasta su rehabilitación.
- 5.2.2 En caso de falta total de la medición, se tomará como Error de Medición a partir del inicio de la indisponibilidad.

6. AUDITORÍAS Y FALTA DE MEDICIÓN

- 6.1 Para la realización de las auditorías de verificación y ensayo, el OS&M responsable deberá permitir el acceso de los auditores y la realización de las tareas en el sitio sobre el equipamiento de medición (transformador de intensidad, transformador de tensión, medidores, cableado, módem y sistema de comunicación según corresponda).
- 6.2 Cuando sea necesario retirar instrumental para su contraste en laboratorio, el OS&M responsable deberá reemplazar los elementos a ensayar. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, deberá ser sometido a los ensayos de habilitación.
- 6.3 Cuando el EOR, en sus verificaciones rutinarias y/o auditorías, detecte que el medidor oficial no cumple con la exactitud especificada, se deberá de tomar como oficial la lectura del medidor de respaldo. En caso de que este último no esté disponible o se detecte que no cuenta con la exactitud requerida, se sustituirán las mediciones rechazadas por el promedio de los valores históricos del medidor en períodos similares al cual se esta sustituyendo, mientras el OS&M soluciona el problema que originó la falta de medición o la pérdida de exactitud.
- 6.4 Toda revisión rutinaria programada del sistema de medición comercial, requerirá la autorización del EOR, debiendo ésta notificarla por escrito al OS&M.
- 6.5 Los medidores serán sometidos a revisión por lo menos cada 2 años; los costos de dicha revisión serán cubiertos por el propietario del medidor.
- 6.6 El OS&M propietario del medidor podrá solicitar una revisión del medidor en cualquier tiempo, cargando con los gastos que ocasione dicha revisión.

7. REGISTRO DEL SIMEC

- 7.1 El EOR llevará el registro de todos los equipamientos que pertenezcan al SIMEC, así como de las modificaciones que se hagan a los mismos, sus configuraciones o sus programas, así como de los resultados de las auditorías o ensayos que se les hagan. Para tal efecto, el EOR podrá solicitar toda la información relacionada con los equipos de medición para su verificación y actualización.
- 7.2 La información estará integrada en una base de datos, la cual podrá ser consultada por cada OS&M para verificar el registro de sus equipos.

ANEXO F

Peaje Operativo

CUADRO DE PEAJES OPERATIVOS

CUADRO DE PEAJES OPERATIVOS

(Cuadro conforme Resolución N° CRIE-NP-02-2009)

Línea	Costo Unitario Actual Miles \$/Km	Long Kms	Secc Lineas	Costo Unitario Miles \$	VNR Miles \$	Anualidad VNR Miles \$	Capacidad MW	Costo Unitario \$/MWh	S/MWh	
MOY-FESGU	51.33	24.76	2	581	2,433	367	300	0.14	0.14	GU
AHU-FESGU	56	14.6	2	581	1,980	299	300	0.11		
15S-FHOES	120	94	2	581	12,442	1,545	300	0.59	0.7	ES
PAV-FHOES	108.73	54	1	581	6,452	801	300	0.3		
PRO-FNIHO	12	23.3	1	581	1,284	428	300	0.06	0.36	HO
LNI-FNIHO	14.26	75.6	1	581	1,569	545	300	0.21		
AMY-FCRNI	39.2	22.77	1.5	581	1,764	297.15	300	0.11	0.32	NI
RCL-FPACR	54.1	30	1	581	2,204	343	300	0.13		
LIB-FCRNI	54.1	77	1	581	4,747	739	300	0.28	0.41	CR
PRO-FPACR	47.67	9.7	1.5	581	1,334	201	300	0.08	0.08	PA
									2.01	

Los costos unitarios a que refiere la tabla de peajes, fueron suministrados por las Empresas Transmisoras de cada país y corresponden a la longitud de la línea (\$/ Km.) y al costo de las secciones de línea (Miles \$).

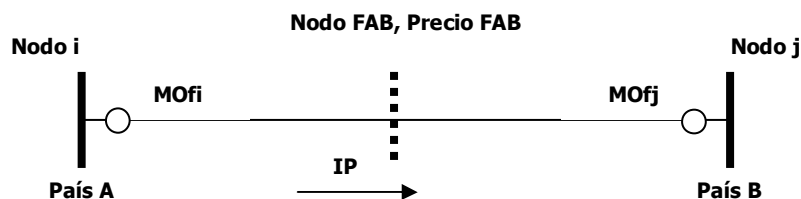
ANEXO G

Formulas utilizadas en los cálculos de la Conciliación Regional de Transacciones

OBJETO

Detallar la formulación matemática para la realización del cálculo de los diferentes rubros del sistema de cobros y pagos, para cada uno de los productos y servicios que se comercializan en el MER.

1. Energía - Valorización de los Desvíos de Control y Fallas Leves



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

Donde,

- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
 MO_{fi} : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
 MO_{fj} : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
 MO_{f_{FAB}}¹ : Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]
 IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
 KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB
 KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

Operación	Formula
Desviación OM Exportador	Desviación de Control [MWh] = IP - MO _{f_{FAB}} Valoración del Desvío [\$] = Precio FAB * (IP - MO _{f_{FAB}})
Desviación OM Importador	Desviación de Control [MWh] = MO _{f_{FAB}} - IP Valoración del Desvío [\$] = Precio FAB * (MO _{f_{FAB}} - IP)

[+]:Cargo [-]:Abono

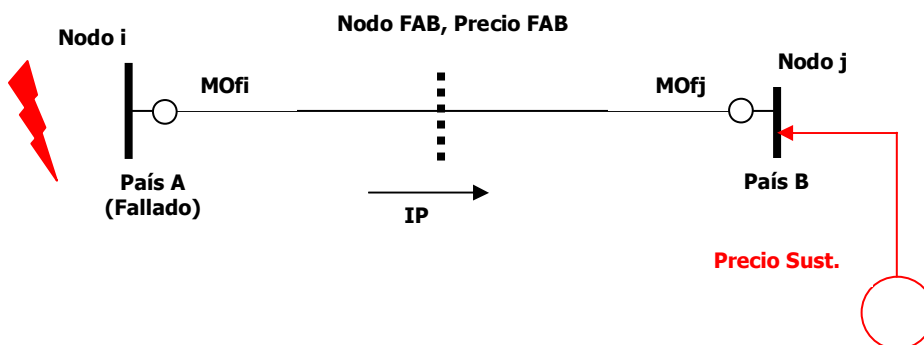
¹ El uso de la medición en FAB hace que ambos interconectores compartan la pérdida de transmisión de la línea de interconexión.

Para cada OM de cada país, se integraran los cargos y abonos resultantes de las desviaciones economicas en cada uno de los nodos asociados a las lineas de interconexion que lo unen a los sistemas vecinos. La integraci3n de estas cantidades determinara su condici3n deudora o acreedora.

2. Energía - Valorizaci3n de Fallas Severas

Las compensaciones por fallas ser3n valoradas entre parejas de OM's, basados en el lugar de ocurrencia de las fallas y la direcci3n del flujo programado. Las desviaciones entre los países no vecinos al fallado, ser3n tratados de acuerdo al numeral 1 de este anexo.

a) Falla en el Sistema Exportador (8.4.3 i,ii)



Donde,

- Precio Sust : Precio de Sustituci3n del País B [\$/MWh]
- MOfi : Medici3n Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- MOfj : Medici3n Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO_{fPRM} : Medici3n Oficial Promedio [MWh]
- MO_{fFAB} : Medici3n Calculada en el Nodo FAB [MWh]
- IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KMa : Distancia de la subestaci3n i a la frontera FAB
- KMb : Distancia de la subestaci3n j a la frontera FAB

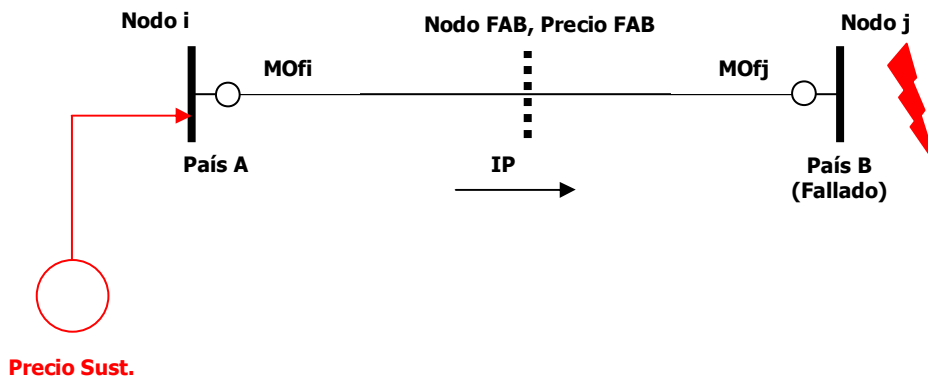
i) $IP > MO_{fFAB}$

Operaci3n	Formula
Cargo al OM Exportador	Energía de Compensaci3n i [MWh] = 0 (CERO)
	Compensaci3n monetaria i [\$] = Precio Sust. * (IP - MO _{fFAB})
Abono al OM Importador	Energía de Compensaci3n j [MWh] = 0 (CERO)
	Compensaci3n monetaria j [\$] = Precio Sust. * (IP - MO _{fFAB})

ii) $IP < MO_{FAB}$

Operación	Formula
Cargo al OM Exportador	Compensación i [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación i [\$] = 0 (CERO)
Abono al OM Importador	Compensación j [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación j [\$] = 0 (CERO)

b) Falla en el Sistema Importador (8.4.3 iii,iv)



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

Donde,

- Precio Sust : Precio de Sustitución del País A [\$/MWh]
- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
- MO_i : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- MO_j : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO_{PRM} : Medición Oficial Promedio [MWh]
- IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB
- KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

iii) $IP < MO_{FAB}$

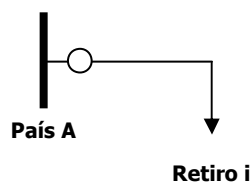
Operación	Formula
Carga al OM Importador	Compensación j [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación j [\$] = Precio Sust. * ($MO_{FAB} - IP$)
Abono al OM Exportador	Compensación i [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
	Compensación i [\$] = Precio Sust. * ($MO_{FAB} - IP$)

iv) $IP > MO_{FAB}$ ²

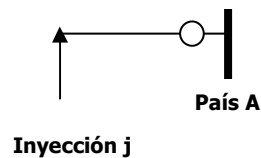
Operación	Formula
Carga al OM Importador	Compensación j [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación j [\$] = Precio FAB * ($MO_{FAB} - IP$)
Abono al OM Exportador	Compensación i [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación i [\$] = Precio FAB * ($MO_{FAB} - IP$)

3. Energía - Valorización del Mercado de Oportunidad

Nodo i, Precio i



Nodo j, Precio j



Donde,

Precio i,j : Precio Nodal Horario en el Nodo i,j [\$/MWh]

Retiro i : Retiro Programado en el Nodo i [MWh]

Inyección j : Inyección Programada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Carga	Compra i [MWh] = Retiro I
	Compra i [\$] = Precio i * Retiro i
Abono	Venta j [MWh] = Inyección j
	Venta j [\$] = Precio j * Inyección j

² Ver redacción del art. 8.4.3 literal iii) del RTMER.

4. Energía - Valorización del Mercado de Oportunidad en Caso de Fallas en el Sistema de Transmisión

En el caso de fallas de transmisión, las transacciones serán distribuidas proporcionalmente en la dirección del flujo dominante del intercambio programado.

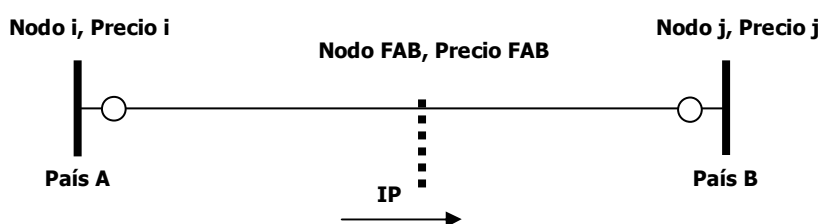


Donde,

Precio i,j : Precio Nodal Horario en el Nodo i,j [\$/MWh]
 Retiro i : Retiro Asignado en el Nodo i [MWh]
 Inyección j : Inyección Asignada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro i
	Compra i [\$] = Precio i * Retiro i
Abono	Venta j [MWh] = Inyección j
	Venta j [\$] = Precio j * Inyección j

5. Servicio de Transmisión Regional – Peaje Operativo



Donde,

Precio i : Precio Nodal Horario en el Nodo i [\$/MWh]
 Precio j : Precio Nodal Horario en el Nodo j [\$/MWh]
 Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
 IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]

Operación	Formula
-----------	---------

Cargo	Compra del Servicio de transmision por peaje [MWh] = IP
	Compra del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * IP$
Abono	Venta del Servicio de transmision por peaje [MWh] = IP
	Venta del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * IP$

Los montos recolectados por los peajes serán distribuidos entre los países frontera, de manera que el país A por ejemplo recibe: $(\text{Precio FAB} - P_i) * IP$, y el país B: $(\text{Precio j} - \text{Precio FAB}) * IP$.

6. Servicio de Transmisión Regional – Cargo Variable de Transporte



Donde,

Precio i : Precio Nodal Horario en el Nodo i [\$/MWh]

Precio j : Precio Nodal Horario en el Nodo j [\$/MWh]

Flujo : Flujo Programado en las Redes Internas del País A [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra del Servicio [MWh] = Flujo
	Compra del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * \text{Flujo}$
Abono	Venta del Servicio [MWh] = Flujo
	Venta del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * \text{Flujo}$

El flujo puede estar compuesto por una combinación de energía de oportunidad y/o de contratos.

7. Servicio de Operación del Sistema y Administración del MER

El cargo por este servicio se hará proporcionalmente a la energía correspondiente a cada operación tanto de compra como de venta, tanto en el mercado de contratos como en el mercado de oportunidad..



Donde,

Precio Servicio : Precio del Servicio [\$/MWh]

Retiro i : Retiro Programado en el Nodo i [MWh]

Inyección j : Inyección Programada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro i
	Compra i [\$] = Precio Servicio * Retiro i
Cargo	Compra j [MWh] = Inyección j
	Compra j [\$] = Precio Servicio * Inyección j
Abono	La suma de todos los cargos colectados para que el EOR pague los servicios por administración del sistema y operación del MER

El flujo puede estar compuesto por una combinación de energía de oportunidad y/o de contratos.

ANEXO H

Cálculo de Precios Nodales

Cálculo de precios nodales

Los precios nodales horarios se determinaran utilizando curvas de CVT calculadas semanalmente por el EOR de acuerdo a la metodología descrita a continuación. Los OM remitirán la información al EOR para la actualización de los CVT en un formato definido, para este cálculo la semana esta comprendida de Lunes a Domingo. Los valores de CVT que resulten negativos serán considerados cero. Las curvas de CVT serán discretizadas por bloques horarios de demanda, magnitud y dirección del flujo. En el calculo se modelara cada sistema hidrotérmico considerando todo el sistema de transmisión.

El precio nodal en el nodo k (ρ_k) se define como el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía en dicho nodo k; i.e. ρ_k es el incremento en el costo total en que se incurre (generación y transmisión) para satisfacer un incremento marginal de la demanda en el nodo k, manteniendo las condiciones de optimalidad y factibilidad (tomando en cuenta los ajustes necesarios para que el re-despacho continúe siendo óptimo y factible).

Los ρ_k 's son un subproducto del siguiente despacho del MER:

$$\text{Maximizar } \sum (\text{Precio}_{\text{transacción},i} * P_{\text{transacción},i}) - \sum \text{Costo}_{\text{transmisión},k}(f_k)$$

Sujeto a

Ecuaciones de balance nodal

$$[Pg - Pd] = \sum ([IT_{\text{transacción},i}] * P_{\text{transacción},i})$$
$$[B][\theta] = [Pg - Pd]$$

Limites de ofertas

$$P_{\text{transacción},i} \leq (P_{\text{transacción},i})^{\text{max}}$$

Limites de transmisión

$$(-f_k)^{\text{max}} \leq f_k \leq (f_k)^{\text{max}}$$

Donde:

- Precio_{transacción, i}: precio de la oferta i (\$/MWh).
 - Si la transacción i es una oferta de extracción, el precio (positivo) será el precio máximo que el oferente está dispuesto a pagar por la compra de energía al MER.
 - Si la transacción i es una oferta de inyección, el precio (negativo) será el precio mínimo que el oferente está dispuesto a recibir por la venta de energía al MER.
 - Si la transacción i es una solicitud de servicios de transmisión entre dos nodos, el precio (positivo) será el precio máximo que

el oferente esta dispuesto a pagar por los servicios de transmisión solicitados.

- $P_{\text{transacción},i}$: Potencia aceptada de la oferta i (extracción, inyección, servicio de transmisión)
- $f_k, (f_k)^{\text{max}}$: flujo en el enlace k , y límite de transmisión del enlace k
- $\text{Costo}_{\text{transmisión},k}(f_k)$: costo de la transmisión del enlace k :
 - a. Curvas de CVTs para los sistemas nacionales calculadas entre fronteras políticas y,
 - b. Peaje operativo para las líneas de interconexión.
- $(P_{\text{transacción},i})^{\text{max}}$: cantidad máxima de MWh solicitados (compra), ofertados (venta), o requeridos para ser transportados.
- $P_g - P_d$: Potencia neta en los nodos (potencia generada menos potencia demandada).
- $[IT_{\text{transacción},i}]$: vector de incidencia de la transacción que define las inyecciones y retiros de energía eléctrica asociados a la transacción i .
 - Si la transacción i es una oferta de extracción, $[IT_{\text{transacción},i}]$ es un vector nulo, excepto $[IT_{\text{transacción},i}]_x = -1$, donde x es el nodo en el que se realiza la oferta de extracción.
 - Si la transacción i es una oferta de inyección, $[IT_{\text{transacción},i}]$ es un vector nulo, excepto $[IT_{\text{transacción},i}]_x = +1$, donde x es el nodo en el que se realiza la oferta de inyección.
 - Si la transacción i es una solicitud de servicios de transmisión entre dos nodos x y y , $[IT_{\text{transacción},i}]$ es un vector nulo, excepto $[IT_{\text{transacción},i}]_x = +1$, y $[IT_{\text{transacción},i}]_y = -1$, donde x e y son los nodos en el que se realiza la inyección / extracción de servicios de transmisión solicitados.

(Texto conforme Resolución N° CRIE-05-2003) La suma de las transacciones de exportación menos la suma de transacciones de importación debe ser menor o igual a la máxima exportación definida para cada uno de los sistemas.

El algoritmo determina el despacho óptimo de las ofertas de oportunidad y la asignación óptima de los servicios de transmisión, y produce los precios de compraventa de energía de oportunidad (precios nodales) y de servicios de transmisión (diferencias de precios nodales).

De ésta manera, se asegura que no exista discriminación, en la asignación y el precio de los servicios de transmisión, entre los contratos (que solicitarían únicamente los servicios de porteo entre los puntos de envío y recepción) y las ofertas de compra (cantidad y precio máximo que se está dispuesto a pagar por energía en el punto de extracción) y venta (cantidad y precio mínimo que se está dispuesto a recibir por energía en el punto de inyección) al mercado de oportunidad.

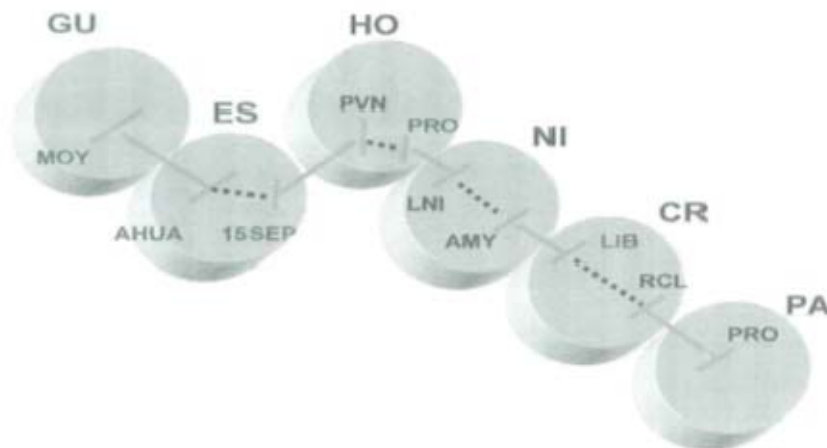
La aplicación del esquema propuesto a los países de América Central, es equivalente a plantear un “despacho optimo” (o un problema de transporte) de

ofertas de inyección y extracción de energía, individuales (ofertas de compraventa de energía de oportunidad) o “en parejas” (solicitudes de servicios de porteo requeridos por contratos). **(Texto conforme Resolución N° CRIE-NP-02-2004)**

Una vez obtenidas las curvas de CVTs para cada semana (período de demanda, dirección y nivel de transacción de porteo) + peaje operativo (interconectores únicamente), el planteamiento del despacho conjunto de energía (de oportunidad) y de servicios de porteo para los seis países de América Central, se reduce a un problema de:

- 15 nodos (10 subestaciones a 230 kV y 5 fronteras).
- 14 enlaces (5*2 secciones de interconectores con costos = pérdidas marginales + peaje operativo, y 4 sistemas nacionales con costos = curvas de CVTs para El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica).

(Esquema modificado conforme Resolución N° CRIE-NP-02-2009)

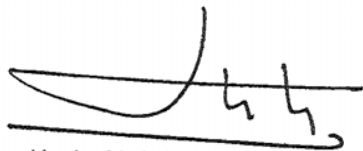


El EOR deberá presentar a CRIE en un término no mayor de seis meses contados a partir de la firma de esta resolución, una propuesta definitiva sobre el tema de contratos firmes en el Mercado Eléctrico Regional para ser incluido en el reglamento

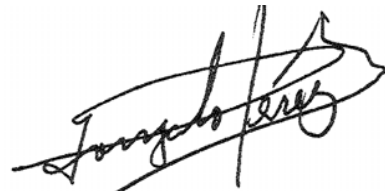
III.

Este Reglamento entrará en vigor el día 1 de Septiembre del presente año y tendrá vigencia hasta tanto no se apruebe la normativa definitiva.

Dada en la ciudad de Tegucigalpa, República de Honduras, a los veintitrés días del mes de Agosto de dos mil dos.



Lic. José Luis Trigueros Gómez
Comisionado CRIE por El Salvador



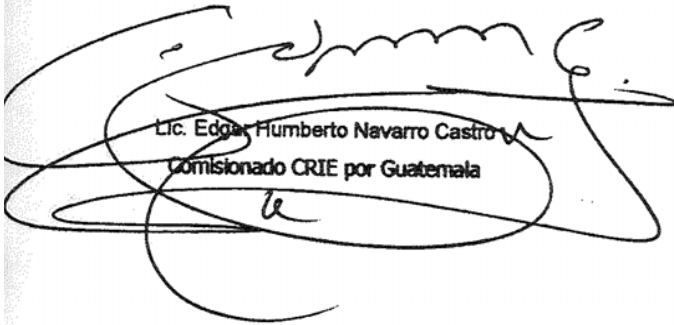
Ing. Gonzalo Alberto Pérez Noguera
Comisionado CRIE por Nicaragua



Lic. Álvaro Barrantes Chaves
Comisionado CRIE por Costa Rica



Ing. Isaac Arcadio Castillo Rodríguez
Comisionado CRIE por Panamá



Lic. Edgar Humberto Navarro Castro
Comisionado CRIE por Guatemala



Ing. Filadelfo Canales Munguía
Comisionado CRIE por Honduras