

EL INFRASCRITO COORDINADOR GENERAL DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA –CRIE-:

----- C E R T I F I C A -----

Que tiene a la vista el ACTA NÚMERO TREINTA Y UNO, QUE CONTIENE LA TRIGESIMA REUNIÓN DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, de fechas veintiséis y veintisiete de marzo de dos mil nueve y que en su acuerdo No CRIE 08/30, dice:

“ACUERDO CRIE 08/30

1. Aprobar el Procedimiento transitorio para la coordinación operativa en tiempo real entre el Ente Operador Regional –EOR- y los Operadores del Sistema – OS-, propuesto por el EOR con las incorporaciones ajustadas a la normativa regional.
2. Establecer la vigencia de dicho procedimiento a partir de la fecha de notificación y publicación en la página web de CRIE y hasta que la CRIE declare la vigencia plena del RMER.
3. Notifíquese.”

- Notificado al Ente Operador Regional –EOR-:
- Publicado en la Página Web:

01 de abril del 2009.
20 de abril del 2009.

Lic. Edgar Navarro Castro
Coordinador General

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
COORDINADOR GENERAL

PROCEDIMIENTO TRANSITORIO PARA LA COORDINACIÓN OPERATIVA EN TIEMPO REAL ENTRE EL EOR Y LOS OS

APROBADO POR ACUERDO CRIE-08/30

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES	4
2	DEFINICIONES	5
3	OBJETIVOS DEL PROCEDIMIENTO	6
4	VIGENCIA	6
5	COORDINACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN TÉCNICA EN TIEMPO REAL DEL SER	7
5.1	Operación Jerárquica del MER.....	7
5.2	Estado operativo normal y estado operativo de Emergencia.....	7
5.3	Telecomunicaciones, intercambio de información y supervisión operativa	7
6	PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACION Y SUPERVISION DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SER.....	8
6.1	Operación bajo estado operativo normal.....	8
6.1.1	Cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño	8
6.1.2	Control Automático de la Generación (AGC)	9
6.1.3	Modo de Operación del AGC	10
6.1.4	Error de Control de Área (ACE)	11
6.1.5	Gobernadores de Velocidad de las Turbinas	12
6.1.6	Sincronización del Tiempo	13
6.1.7	Regulación de la Frecuencia y Requerimientos de Reserva.....	13
6.1.8	Evaluación de la Regulación Primaria de Frecuencia	14
6.1.9	Esquemas de Desconexión Automática de Carga	14
6.1.10	Desviaciones en tiempo real de los intercambios de energía	15
6.1.11	Modificación de la Capacidad de Transmisión de la RTR.....	15
6.1.12	Informes Operativos.....	15
6.2	Operación bajo estado operativo de emergencia	17
6.2.1	Intercambios de Información durante condiciones de emergencias.	17
6.2.2	Acciones Correctivas Inmediatas	17
6.2.3	Operación aislada	18
6.2.4	Apoyo al Área Afectada	18
6.2.5	Redespachos.	18
6.2.6	Listado de Contingencias.....	19
6.2.7	Análisis de Eventos.....	19
7	PROCEDIMIENTOS PARA LA COORDINACIÓN DE MANIOBRAS OPERATIVAS.....	20
7.1	Coordinación de maniobras operativas	20
7.2	Procedimiento para la solicitud y ejecución de mantenimientos.....	21
8	DEFINICIONES SUJETAS A CRITERIO DE APLICACIÓN GRADUAL.....	21
9	MODIFICACIONES AL PROCEDIMIENTO.....	21

ANEXO A: FORMATOS

ANEXO B: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO

ANEXO C: PROCEDIMIENTO PARA LA MODIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA RTR

ANEXO D: PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL BIAS

ANEXO E: APARTADOS DEL LIBRO II RMER SOBRE LA OPERACIÓN JERÁRQUICA DEL MER

ANEXO F: ACUERDO No CRIE-05/28

1 ANTECEDENTES

Tomando como punto de partida lo estipulado en el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y las prácticas de operación de los diversos sistemas de la región, durante el mes de junio del año 2004, en la Ciudad Panamá, el EOR en coordinación con los Operadores de Sistema (OS) elaboraron el "PROTOCOLO PARA LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL"

Dicho protocolo detalla aspectos relacionados con la operación interconectada, las responsabilidades de cada OS, y los criterios de calidad y seguridad que éstos deben cumplir en la operación en tiempo real.

En el mes de mayo del 2007 el EOR inaugura su sede en El Salvador, donde se ubica el Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT), el cual cuenta con un Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) Regional, para la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional.

Debido al inicio de la operación en tiempo real, se hizo necesario actualizar el protocolo elaborado durante el año 2004 ya que este no involucraba al EOR en la actividad de coordinación de la operación del SER por medio de un sistema SCADA, y además introducir aspectos de la implementación gradual del RMER.

Durante el año 2008, el EOR, basado en el RMER y en conjunto con los OS, preparó una propuesta del "PROCEDIMIENTO TRANSITORIO PARA LA COORDINACIÓN OPERATIVA EN TIEMPO REAL ENTRE EL EOR Y LOS OS".

Dicho procedimiento establece cómo el EOR actuará en coordinación con los OS, en la supervisión en tiempo real de la operación técnica del SER y de los intercambios de energía programados en la región, desde su aprobación por parte de CRIE, hasta la entrada de la vigencia plena del RMER.

En este periodo transitorio, el EOR realizará: la coordinación y supervisión de la operación técnica del SER, así como, la coordinación de maniobras y la supervisión de los intercambios programados en tiempo real en las líneas de interconexión de los países de la región.

Como parte del proceso gradual de implementación del RMER, durante el año 2009 el EOR realizará la depuración y sintonización de las bases de datos de su sistema SCADA regional, y la optimización del sistema de telecomunicaciones que permitirá incrementar la capacidad de supervisión de las instalaciones del SER.

2 DEFINICIONES

Área de Control:

Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y demandas que son controladas desde un mismo Centro de Control.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño:

Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT):

Es el sitio donde el *EOR* coordinará y supervisará la operación del *SER* a través de un sistema de supervisión en tiempo real (SCADA) y coordinará las maniobras respectivas en la *RTR* con los *OS/OMS* de cada país a través de los medios de comunicación destinados para tal fin.

Desviaciones en Tiempo Real:

Desviaciones de las inyecciones y retiros durante la operación en tiempo real con respecto a aquellas programadas en el predespacho nacional y regional.

Reserva de Contingencia¹:

Es la reserva conformada por los generadores con o sin capacidad de regulación primaria, cuya generación se puede modificar en un período máximo de 10 minutos. Además, incluye los generadores que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 10 minutos. A estos últimos generadores se les conoce como reserva fría o reserva de arranque rápido.

La reserva de contingencia incluye también los esquemas de disparo de carga que se pueden ejecutar en forma manual o automática. El objetivo de la reserva de contingencia es proporcionar un recurso adicional para que el Error de Control de Área retorne a cero en menos de quince (15) minutos, después de un disparo de generación por lo menos igual a la unidad más grande del sistema.

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia:

Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.

¹ Definición sujeta a criterio de aplicación gradual. Ver capítulo 8.

Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:

Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

3 OBJETIVOS DEL PROCEDIMIENTO

El presente "PROCEDIMIENTO TRANSITORIO PARA LA COORDINACIÓN OPERATIVA EN TIEMPO REAL ENTRE EL EOR Y LOS OS", será utilizado por el EOR y los Operadores de Sistemas (OS) de América Central, y tiene los siguientes objetivos específicos:

- 3.1 Establecer las funciones aplicables durante este periodo transitorio, del EOR y de los OS, en lo que compete a la coordinación y supervisión de la operación técnica en tiempo real del SER tanto en condiciones de operación en estado normal y ante condiciones de operación en estado de emergencia, sin limitar las responsabilidades establecidas en la regulación nacional y regional.
- 3.2 Establecer la forma en que se realizará la supervisión de los intercambios regionales de energía programados.
- 3.3 Establecer los procedimientos para la coordinación de maniobras operativas en los nodos habilitados comercialmente de la RTR.
- 3.4 Establecer los métodos para la verificación del cumplimiento de los parámetros técnicos de calidad, seguridad y desempeño, durante la operación en tiempo real del SER tanto en condiciones de operación en estado normal y ante condiciones de operación en estado de emergencia.
- 3.5 Definir los medios y formatos para el intercambio de información relacionada con la operación del SER, entre el EOR y los OS.

El EOR en coordinación con el OS dará seguimiento al cumplimiento de los objetivos del presente procedimiento.

4 VIGENCIA

El presente Procedimiento es de carácter transitorio y su vigencia es a partir de la fecha de notificación y publicación en la página web de CRIE y hasta que la CRIE declare la vigencia plena del RMER.

5 COORDINACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN TÉCNICA EN TIEMPO REAL DEL SER

5.1 Operación Jerárquica del MER

5.1.1 La operación jerárquica del MER se realizará en base a los artículos del RMER a implementar, establecidos en el acuerdo No CRIE-05/28 emitido por CRIE (Anexo E).

5.1.2 Adicionalmente, bajo el criterio de implementación gradual del RMER, en la operación en tiempo real se aplicarán los artículos del Libro II del RMER, indicados en el apartado 8 de este documento.

5.2 Estado operativo normal y estado operativo de Emergencia

5.2.1 Estado Operativo Normal²:

Es el estado del SER en que opera dentro de los límites establecidos por los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en el Libro II del RMER.

5.2.2 Estado Operativo de Emergencia:

Es cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.

5.3 Telecomunicaciones, intercambio de información y supervisión operativa

5.3.1 Los medios de comunicación entre los centros de control de los OS/OM y el centro de control del EOR son:

- Enlaces telefónicos (dedicados y convencional)
- Correo electrónico
- Fax

5.3.2 Los OS enviarán anualmente al EOR, un listado del personal de despacho relacionado con la operación. Se colocará el cargo de la persona y el medio para ubicarlo; este listado será colocado en el servidor Web del EOR, notificándolo vía correo electrónico, antes del primero de Enero de cada año.

² Definición sujeta a criterio de aplicación gradual. Ver capítulo 8.

5.3.3 El EOR publicará en su servidor Web, en la sección de operación, y notificará a los OS el listado de su personal de operación, en los mismos plazos y medios establecidos. El EOR y los OS actualizarán este listado siempre que exista cambios en el personal de operación.

5.3.4 Cualquier comunicación entre el personal del EOR y los OS deberá contener, en forma explícita, la siguiente información:

- El nombre y apellido del emisor;
- El nombre del país o entidad respectiva;
- La identificación de la instalación en cuestión;
- El motivo o causa que origina la comunicación.
- La instrucción operativa
- La hora en la cual se debe ejecutar la instrucción

5.3.5 Las comunicaciones operativas (verbales) para la coordinación de maniobras (apertura/cierre) en las líneas de interconexión, deberán ser dictadas de forma pausada y de manera clara, para registrarlas en la bitácora y en los equipos de grabación, tanto del EOR como de los OS. En casos de emergencia, la anotación se podrá efectuar con posterioridad, respetando los conceptos de la conversación e indicando la hora, el lugar y los funcionarios de cada OS involucrado y del EOR.

5.3.6 Ante la ocurrencia de cualquier evento que implique la alteración de las inyecciones o retiros de energía programados, los OS correspondientes deberán comunicarlo al EOR a la brevedad posible.

6 PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACION Y SUPERVISION DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SER

6.1 Operación bajo estado operativo normal:

El EOR supervisará el cumplimiento de las transacciones programadas en el predespacho regional y publicadas en el sitio Web del EOR.

El EOR y los OS coordinarán el intercambio programado de energía a través de los nodos habilitados comercialmente de la RTR.

6.1.1 Cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

6.1.1.1 El EOR en coordinación con los OS, velará por el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño del Anexo B de este procedimiento durante la operación en tiempo real del SER.

- 6.1.1.2 Cada uno de los sistemas que componen el SER deberá ser operado de tal forma que se mantenga la confiabilidad de acuerdo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del anexo B de este procedimiento. Cada OS tendrá la responsabilidad de tomar las acciones correctivas adecuadas para eliminar en el menor tiempo posible cualquier operación anormal que represente un peligro potencial para la seguridad de la operación interconectada del SER.
- 6.1.1.3 Los OS deberán operar su sistema de tal forma que toda maniobra o prueba sobre sus instalaciones no comprometan la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- 6.1.1.4 Los OS deberán emplear todos los recursos necesarios, para asegurar que no se presenten problemas de inestabilidad angular, separación incontrolada del resto del SER, fallas en cascada o colapso de voltaje. Este requerimiento deberá cumplirse incluso en los casos de indisponibilidad programada de equipos o condiciones de operación no previstas.
- 6.1.1.5 El OS que programe una prueba de disparo de generación, deberá realizarla con todas las previsiones del caso a fin de minimizar el impacto de la misma sobre la operación del SER.
- 6.1.1.6 El EOR informará a todos los OS sobre cualquier condición de emergencia, suministrando la información disponible proporcionada por estos y velará por el cumplimiento de los criterios de operación ante situaciones de emergencia, establecidos en este procedimiento.

6.1.2 Control Automático de la Generación (AGC)

- 6.1.2.1 El AGC de cada sistema nacional deberá realizar el ajuste fino de la frecuencia e intercambios. Cada área de control responderá a las desviaciones de la frecuencia de acuerdo a la respuesta natural de los gobernadores de las turbinas y la carga. Cuando un área de control pierda carga o generación, los demás sistemas nacionales deberán proveer apoyo para limitar las desviaciones de frecuencia, mediante la acción de los gobernadores.
- 6.1.2.2 Todas las áreas de control deberán ajustar su Bias lo más cercano posible a su Característica de Respuesta de la Frecuencia (FRC), con el fin de asegurar que únicamente el área donde se presente un desbalance entre carga y generación experimente un cambio significativo en la magnitud del Error de Control de Área (ACE).
- 6.1.2.3 Los AGC deberán permanecer habilitados el mayor tiempo posible, sin embargo existen condiciones operativas bajo las cuales se podrá suspender la acción del AGC, dentro de las cuales se encuentran:

- Que la acción del AGC ponga en peligro la seguridad del sistema.
- Que existan fallas en los equipos que alimentan datos al AGC.
- Ante la ocurrencia de grandes disturbios, luego de la operación del EDACBF y el EDACBV. El AGC tiene una banda operativa y mientras las condiciones del sistema se encuentren dentro de este rango el AGC se mantendrá en servicio.

6.1.2.4 El OS ante la eventual imposibilidad de usar el AGC, por cualquier motivo, deberá comunicar, dicha situación, a la brevedad posible al EOR y este a su vez lo hará a los demás OS.

6.1.3 Modo de Operación del AGC

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

6.1.3.2 Cada OS deberá ajustar el Bias de la Frecuencia (expresado en MW/0.1 Hz) de su área de control tan cerca de su FRC, como sea posible en la práctica. De este modo, el Bias compensará exactamente en el cálculo del ACE, el error de los flujos de potencia en la interconexión, lo cual resulta de la acción de los gobernadores como consecuencia de una desviación de la frecuencia en la interconexión.

6.1.3.3 Para facilitar el cálculo del Bias, el OS que programe disparo de generación, mayor o igual a 60 MW, deberá informar al EOR y a todos los demás OS vía correo electrónico, por lo menos con 48 horas de anticipación a la realización de la prueba, a fin de que el EOR y los restantes OS hagan los preparativos del caso.

6.1.3.4 El cálculo del Bias deberá actualizarse periódicamente ya que el mismo lo determinan factores variables tales como la demanda del sistema, la generación, y las características de los gobernadores. Es obligación de cada OS reportar semestralmente (15 de enero y 15 de julio) al EOR, vía correo electrónico, los valores del Bias que esté utilizando y las respectivas bandas horarias.

6.1.3.5 El Bias deberá ser calculado empleando la metodología descrita en el Anexo D de este procedimiento. El EOR podrá auditar en cualquier momento los valores del Bias utilizados por los distintos sistemas.

6.1.3.6 El EOR utilizará el valor reportado del Bias para evaluar la respuesta del Sistema (FRC). Si el EOR determina la necesidad de modificar el Bias, como producto de la evaluación y con el objetivo de mejorar el desempeño de los AGC, el EOR en coordinación con los OS acordarán las modificaciones correspondientes.

6.1.4 Error de Control de Área (ACE)

- 6.1.4.1 El Sistema de Administración de Energía en tiempo real (EMS) monitorea, entre otros, la frecuencia del sistema, la potencia de salida de cada generador bajo su control y los intercambios netos. El EMS compara el valor de la frecuencia y el intercambio neto actual con los valores programados y calcula un valor llamado Error de Control de Área (ACE). Por lo tanto, el ACE es el parámetro de entrada más importante para la operación del AGC.
- 6.1.4.2 El modo de control *Tie-Line Frequency Bias* garantiza que el ACE tome en cuenta tanto el intercambio neto, así como la desviación de la frecuencia. En este caso el valor del ACE se calcula como:

$$ACE = (INa - INp) - 10 B_f (F_a - F_p)$$

Donde:

a, actual (medida)

p, programado

IN, intercambio neto (MW)

B_f, Bias de la frecuencia (MW/0.1Hz)

F, Valor de la frecuencia (Hz)

- 6.1.4.3 Con el fin de homogenizar la convención de signos para el cálculo del ACE, todos los OS deberán adoptar la siguiente convención:

ACE = negativo (-), generación insuficiente

ACE = positivo (+), generación excesiva

ACE = cero (0), la generación es igual a lo requerido

- 6.1.4.4 Consecuentemente, en lo que respecta a los intercambios, la convención de signos deberá ser:

Intercambio positivo (+) para potencia que sale del área (exportación)

Intercambio negativo (-) para potencia que ingresa al área (importación)

- 6.1.4.5 Las áreas de control estarán balanceadas cuando la generación total sea igual al total de la carga (incluyendo las pérdidas) y la frecuencia del sistema sea igual a la frecuencia programada (60 Hz).

- 6.1.4.6 Los OS deberán contar con la información de los flujos programados en las interconexiones, incluyendo la magnitud de estas transacciones (MW).

6.1.4.7 Si alguna interconexión se abre de forma no programada, el valor de la potencia de intercambio programada en la consigna del AGC deberá ajustarse al nuevo valor de intercambio que el EOR informará.

El EOR informará sobre esta situación a todos los OS, a la brevedad posible, en base a la información disponible. Los OS realizarán las modificaciones necesarias en los datos de entrada del AGC.

6.1.4.8 Si por alguna condición operativa no se puede cumplir con el valor de intercambio programado, el valor de la potencia de intercambio programada en la consigna del AGC deberá ajustarse al nuevo valor neto de intercambio.

6.1.5 Gobernadores de Velocidad de las Turbinas

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

6.1.5.2 Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo ("Speed Droop" por su nombre en Inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.

6.1.5.3 Todas las unidades generadoras existentes, a la fecha de aprobación del presente Procedimiento, y futuras deben estar equipadas con gobernadores de velocidad para participar en la regulación primaria de la frecuencia.

6.1.5.4 Se podrán exceptuar de estos requerimientos las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada igual o menor a 5 MW. Adicionalmente se reconoce que existen unidades tales como las eólicas que por sus características operativas no están equipadas con gobernadores.

Actualmente, existen unidades generadoras que no responden a variaciones de frecuencia debido a limitaciones tecnológicas. Estas situaciones no invalidan las responsabilidades de los OS, en el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño.

6.1.5.5 Es responsabilidad de cada OS mantener al EOR informado de todas las máquinas que incumplan el valor de estatismo, el equipamiento de gobernadores de velocidad y el mantenimiento de los gobernadores libres en modo regulación.

6.1.5.6 Los OS son responsables de velar porque los agentes generadores de sus sistemas mantengan sus gobernadores libres, en modo regulación.

6.1.5.7 La banda muerta intencional de los gobernadores deberá establecerse en todas las unidades en ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal. Lo anterior significa que los gobernadores habilitados deben responder a cualquier cambio en la frecuencia que esté por fuera de este rango.

6.1.5.8 El EOR comprobará, a su criterio, durante la realización de pruebas de disparo de generación programadas y durante contingencias, la respuesta de la regulación primaria de los generadores del Sistema Eléctrico Regional.

De requerir el EOR información adicional, esta deberá ser proporcionada por los OS respectivos.

6.1.6 Sincronización del Tiempo

6.1.6.1 El EOR y los OS deberán sincronizar el tiempo de sus sistemas SCADA con un patrón de tiempo externo estándar. Esta sincronización deberá incluir además la sincronización de las RTUs, cuando esta posea la capacidad tecnológica, con la estación maestra en el caso de los OS.

6.1.6.2 El EOR y los OS deberán utilizar información proveniente de disturbios para confirmar que las estampas de tiempo en todos los sistemas están sincronizadas. Para lo anterior se podrá emplear una tolerancia de ± 2 segundos.

6.1.7 Regulación de la Frecuencia y Requerimientos de Reserva

6.1.7.1 La operación confiable del SER en modo TLB requiere que todas las áreas de control dispongan de suficiente reserva operativa para corregir las desviaciones de la frecuencia, cumplir con los intercambios programados de potencia y poder afrontar las contingencias que ocurran en su sistema eléctrico de potencia, causando el mínimo perjuicio a las demás áreas de control.

6.1.7.2 Las reservas operacionales están compuestas por:

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

6.1.7.3 El EOR y los OS, en los estudios de seguridad operativa, definirán los parámetros de reserva de regulación, así como la reserva de contingencia, conforme a los criterios de calidad, seguridad y desempeño del SER.

- 6.1.7.4 Cada OS deberá cumplir con los valores obtenidos en estos estudios. Cada OS podrá operar con un mayor porcentaje de reserva que el indicado en el estudio. En todo caso el valor mínimo de reserva rodante de regulación será del 5% de la demanda horaria.
- 6.1.7.5 Cada día, los OS deberán declarar al EOR los porcentajes de reserva de regulación y de contingencia que mantendrán al día siguiente. Esta declaración deberá hacerse en el formato establecido por el EOR y deberá enviarse antes de las 00:00 horas, del día de entrada en vigencia.
- 6.1.7.6 El EOR auditará selectivamente el cumplimiento de la reserva declarada por los OS, utilizando datos del desempeño de las áreas de control en tiempo real y la información suministrada por los OS. El EOR elaborará un informe mensual con los resultados de las auditorias.

6.1.8 Evaluación de la Regulación Primaria de Frecuencia

- 6.1.8.1 A solicitud del EOR, a más tardar dos días hábiles posteriores a toda variación pronunciada de frecuencia mayor o igual a 0.4 Hz, los OS enviarán al EOR los valores de potencia activa generada y de frecuencia para cada generador que participa en la regulación primaria, considerando los tiempos de muestreo y captura de sus sistemas SCADA.
- 6.1.8.2 Los valores de potencia activa deberán ser medidos por el OS durante un minuto antes y tres minutos después del comienzo de la contingencia severa. La información será enviada en el formato establecido por el EOR.
- 6.1.8.3 Dentro de los primeros 15 días de cada mes el EOR elaborará un reporte mensual para verificar la respuesta de regulación primaria de los generadores.
- 6.1.8.4 Los OS serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.
- 6.1.8.5 Ante un incumplimiento por parte de un Agente en la prestación del servicio de regulación primaria de la frecuencia, el OS lo informará al EOR y a la CRIE.

6.1.9 Esquemas de Desconexión Automática de Carga

- 6.1.9.1 Como parte de los estudios de seguridad operativa, el EOR determinará los valores de frecuencia y los porcentajes de carga correspondientes del EDACBF, a ser desconectados regionalmente en forma coordinada y la frecuencia de disparo de los interruptores de las líneas de interconexión.

6.1.9.2 Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los Agentes, y los OS serán los responsables de coordinarla. Los valores de frecuencia y porcentaje de disparo de las restantes etapas serán determinados por cada sistema de acuerdo con consideraciones de los sistemas locales.

6.1.10 Desviaciones en tiempo real de los intercambios de energía

6.1.10.1 Estas desviaciones son el resultado de (a) AGC atrasado/lento, (b) control deficiente, (c) error en los datos que leen los sistemas, (d) insuficiente reserva de regulación.

6.1.10.2 La corrección de las desviaciones a las transacciones programadas, inyecciones y retiros, las hará cada OS. Siempre que sea técnicamente posible, el control de los intercambios programados entre áreas de control se efectuará de forma automática mediante el AGC. Para tal efecto, las áreas de control deberán disponer de la reserva de regulación secundaria suficiente.

6.1.10.3 Durante la operación en estado normal se deberá cumplir con el criterio CPS, definido en el Anexo B. Cada una de las áreas de control deberá contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con el criterio CPS.

6.1.10.4 Para disminuir las desviaciones de los intercambios de energía en condiciones de emergencia, se deberá cumplir con los Criterios CF3 y CF4, definidos en el Anexo B.

6.1.11 Modificación de la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR

6.1.11.1 La capacidad operativa de transmisión de la RTR se obtiene de los estudios de seguridad operativa realizados por el EOR en coordinación con los OS. Por criterio de gradualidad de aplicación del RMER, transitoriamente esta capacidad será un resultado de los Estudios de Seguridad Operativa que haya realizado o realice el EOR utilizando los CCSD establecidos en este Procedimiento de Operación.

6.1.11.2 La capacidad operativa de transmisión se establece anualmente para períodos semestrales.

6.1.11.3 La modificación de la capacidad de transmisión de la RTR se deberá realizar conforme a lo establecido en el Anexo C.

6.1.12 Informes Operativos

Informe Diario

6.1.12.1 Diariamente, los OS deberán enviar al EOR un reporte sobre la operación de sus respectivos sistemas correspondiente al día anterior. Este reporte deberá elaborarse conforme al formato "Informe Diario", el cual se detalla en el Anexo A. Este reflejará el comportamiento que tuvo el área de control, los eventos ocurridos que afectaron directa o indirectamente la operación de su sistema, el comportamiento de la frecuencia y otros parámetros operativos relevantes.

6.1.12.2 El Informe Diario deberá subirse al servidor Web del EOR, utilizando el usuario de operaciones. La hora límite de envío es: 11:00 hrs.

6.1.12.3 El EOR elaborará el informe diario regional y lo pondrá a disposición de los OS antes de las 14:00 hrs.

Archivo de Error de Control de Área

6.1.12.4 Diariamente los OS deberán enviar al EOR el documento "Error de Control de Área" (Anexo A), correspondiente a la operación del día anterior, en el cual se registrará cada cuatro (4) segundos, la siguiente información:

- ACE (no filtrado)
- Frecuencia programada y real
- Demanda
- Intercambios de potencia programados y reales en las líneas de interconexión

6.1.12.5 El documento "Error de Control de Área" deberá subirse al servidor Web del EOR, utilizando el usuario de operaciones. La hora límite de envío es: 11:00 hrs.

6.1.12.6 El EOR diariamente a las 14:00 horas, pondrá a disposición de los OS el reporte regional sobre el cumplimiento del criterio CPS correspondiente al día anterior.

Predespacho Regional

6.1.12.7 Los OS deberán colocar diariamente la información del predespacho nacional en su sitio Web. El EOR utilizará la información oficial publicada en los sitios Web de los OS para conocer el predespacho nacional y poder conocer la generación y demanda local. El EOR realizará las gestiones ante los OS de no encontrarse la información disponible.

6.2 Operación bajo estado operativo de emergencia:

En estado operativo de emergencia cada OS deberá dar prioridad al mantenimiento de la integridad de su sistema, de ser posible evitando la desconexión de las líneas de interconexión para que se le apoye desde el resto de los países de la región; exceptuando aquellos casos en que se pone en riesgo la seguridad operativa del resto de las áreas de control.

Cualquier desconexión basada en seguridad operativa de una línea de interconexión deberá hacerse en coordinación con el EOR. En caso que un OS abra una línea de interconexión unilateralmente, presentará al EOR el "Informe de Eventos" respectivo, a más tardar dos días hábiles posterior a la ocurrencia del evento, detallando las justificaciones y razones técnicas por las cuales tomó esa decisión.

6.2.1 Intercambios de Información durante condiciones de emergencias.

6.2.1.1 Ante una condición de emergencia en el SER, el OS donde se originó la perturbación deberá informar a la brevedad posible al EOR lo siguiente:

- La condición existente
- El motivo de la perturbación
- La duración prevista

6.2.1.2 El EOR informará, a la brevedad posible, a los restantes OS sobre la condición de emergencia existente en el SER.

6.2.1.3 Previo al inicio del proceso de normalizar el servicio, es imperativo que los despachadores de turno evalúen primero el estado del sistema y con base en ello definan que acciones es necesario tomar y en qué orden de prioridades. La única forma en que esto puede hacerse es mediante comunicación clara dentro del propio sistema y con el EOR, quien le informará el estado de las demás áreas de control.

6.2.2 Acciones Correctivas Inmediatas

6.2.2.1 El OS del área que experimente un disturbio severo que afecte la operación de otras áreas del SER, deberá tomar acciones inmediatas para controlar el disturbio y restablecer el sistema a su condición normal. En este sentido será necesario poner en práctica medidas adecuadas que detengan la caída de la frecuencia e impidan el colapso del sistema por bajo voltaje, tales como ajustar la generación y ejecutar disparos manuales o automáticos de carga.

6.2.3 Operación aislada

6.2.3.1 Ante perturbaciones severas que lleven a un Área de Control al estado de emergencia, y que implique la apertura de las interconexiones, el OS respectivo realizará todas las operaciones pertinentes que garanticen su integridad y el restablecimiento del balance carga-generación. Una vez estabilizado su sistema, informará de tal situación al EOR para coordinar el cierre de las líneas de interconexión.

6.2.3.2 El EOR coordinará con los OS el cierre de las líneas de interconexión, restableciendo la integridad del SER.

6.2.4 Apoyo al Área Afectada

6.2.4.1 En los casos en que un área de control experimente un disturbio severo que implique un desbalance carga-generación, los demás sistemas deberán aportar su reserva de regulación y permitir la operación del EDACBF, para contribuir a restablecer el balance carga-generación en el SER.

6.2.4.2 El OS del Área de Control donde ocurra la contingencia podrá disponer de ayuda durante 15 minutos, en el transcurso de los cuales deberá utilizar su reserva de contingencia para restablecer el balance carga-generación en su sistema (criterio CF3); siempre y cuando esto no ponga en peligro la seguridad e integridad del SER.

6.2.4.3 El OS del área afectada deberá iniciar las acciones correctivas necesarias en el menor tiempo posible (criterio CF4). En caso que pasados los 15 minutos un OS necesite de continuar recibiendo ayuda, este podrá solicitarla a los OS vecinos y deberá informarlo al EOR.

6.2.4.4 El EOR deberá informar en forma breve, a los restantes OS, sobre la contingencia.

6.2.4.5 La reconexión de la carga, luego de la actuación del EDACBF por causas externas a su sistema, se realizará a criterio del OS y en coordinación con el EOR. El OS deberá tomar en consideración su reserva de regulación y el cumplimiento de los criterios de seguridad en su sistema.

6.2.5 Redespachos.

6.2.5.1 En caso de situaciones de emergencia previsibles por algún OS, este podrá solicitar al EOR la realización de un redespacho regional, que tome en cuenta las limitaciones identificadas, utilizando las ofertas vigentes.

6.2.5.2 Son causas justificadas para solicitar un redespacho, las siguientes:

- Déficit de generación y reserva rodante, mayor que el 5% de la demanda máxima prevista en su predespacho.
- Restricciones de transmisión, las cuales deberán justificarse de acuerdo con el Anexo C de este procedimiento.

6.2.5.3 Un OS/OM 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.

6.2.5.4 El EOR supervisará el cumplimiento de las transacciones programadas en los redespachos regionales y publicadas en el sitio Web del EOR.

6.2.6 Listado de Contingencias

6.2.6.1 Todos los OS deberán conocer en detalle las contingencias simples y múltiples que son susceptibles de ocurrir en sus sistemas y la magnitud del desbalance carga-generación que las mismas provocan. Lo anterior les permitirá adoptar las medidas necesarias para hacerle frente a las mismas causando el menor perjuicio posible a los sistemas que integran el SER.

6.2.7 Análisis de Eventos

6.2.7.1 En caso de la ocurrencia de cualquier evento que involucre un desbalance carga-generación mayor o igual a 60 MW, apertura de la línea de interconexión, activación del EDACBF o el EDACBV, el OS del área de control donde ocurra el evento deberá presentar al EOR un informe preliminar sobre el disturbio, según formato "Informe de Eventos" del Anexo A.

6.2.7.2 Si la perturbación involucrase a más de un OS, cada uno de ellos deberá realizar informes independientes y enviarlos al EOR (informe preliminar e informe final).

6.2.7.3 El informe preliminar será enviado al EOR en un máximo de 3 días hábiles posteriores a la ocurrencia del evento.

6.2.7.4 El Informe de Eventos (enviados por los OS) será analizado por el EOR para sus observaciones, luego de lo cual será enviado al resto de los OS para su conocimiento. El EOR indicará si es necesaria la elaboración de un informe final con mayor detalle por parte de los OS involucrados.

6.2.7.5 Ante eventos que provoquen un estado de emergencia en el SER, el EOR deberá en coordinación con los OS involucrados, realizar un análisis adicional y publicar un informe asociado al evento, en donde se incluirá la información suministrada por el OS involucrado, las observaciones del resto de los OS y la evaluación propia del EOR, y en el cual se presenten las conclusiones y recomendaciones pertinentes, con el fin de evitar la repetición del evento o mitigar sus efectos.

7 PROCEDIMIENTOS PARA LA COORDINACIÓN DE MANIOBRAS OPERATIVAS.

7.1 Coordinación de maniobras operativas

7.1.1 El EOR y los OS coordinarán la realización de las maniobras operativas en los nodos habilitados comercialmente de la RTR de acuerdo a lo siguiente:

- a) El OS es el responsable de la ejecución de las maniobras, y al EOR le corresponderá la supervisión de las mismas.
- b) El OS deberá realizar cualquier desconexión programada o restablecimiento de una línea, bajo la coordinación del EOR.
- c) Los procedimientos para el restablecimiento de las líneas, después de desconexiones programadas o por contingencias, serán los vigentes en cada uno de los sistemas de la región.
- d) El EOR y los OS deberán coordinar las maniobras (apertura/cierre) de las líneas de interconexión para tareas de mantenimiento, conexión de nuevas instalaciones o durante el restablecimiento del sistema luego de un evento.
- e) El OS que requiera ejecutar maniobras en su sistema que afecten directa o indirectamente la capacidad operativa de transmisión de las líneas de interconexión, informará sobre esta situación al EOR quien lo comunicará a los demás OS.
- f) Las maniobras que por motivos de seguridad de las personas o integridad de instalaciones, deban ser realizadas lo más pronto posible, no necesitarán de coordinación previa con el EOR. El centro de control del OS que efectuó la maniobra deberá reportarla y justificarla a la brevedad posible al EOR, quien informará la situación a los otros centros de control de los OS afectados. En situaciones en que el EOR declare que es imposible la labor de supervisión del Sistema Eléctrico Regional, los OS se coordinarán entre sí, durante el periodo que dure tal imposibilidad.

7.2 Procedimiento para la solicitud y ejecución de mantenimientos

- 7.2.1 El EOR y el OS respectivo, aprobarán y coordinarán todo mantenimiento y prueba en las instalaciones de los nodos habilitados comercialmente de la RTR. El OS deberá enviar la solicitud para la realización del mantenimiento con 5 días hábiles de anticipación a la fecha de ejecución del mantenimiento programado (sin contar el día de la presentación de la solicitud), por medio del formulario de solicitud de mantenimientos "SOLMANT" (Anexo A).
- 7.2.2 En caso de un mantenimiento de emergencia, los trámites de solicitud y autorización podrán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control de los OS y del EOR. El OS respectivo oficializará el mantenimiento a través del formulario "SOLMANT" dentro de la hora siguiente.
- 7.2.3 Los archivos SOLMANT deberán ser subidos al servidor Web del EOR, utilizando el usuario de operaciones y también enviados vía correo electrónico a las direcciones proporcionadas por el EOR.

8 DEFINICIONES SUJETAS A CRITERIO DE APLICACIÓN GRADUAL

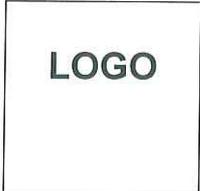
- 8.1 Durante el periodo de vigencia del presente procedimiento:
- a) Para el Estado Operativo Normal los criterios de calidad, seguridad y desempeño serán los definidos en el Anexo B de este procedimiento.
 - b) Para la Reserva de Contingencia se incluyen los generadores que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 15 minutos.
- 8.2 La supervisión de las inyecciones y retiros programados se realizará inicialmente en las líneas de interconexión. La supervisión en todos los nodos de la RTR deberá implementarse de forma gradual.
- 8.3 La operación jerárquica del MER se realizará en base al numeral 3.2 del Libro II del RMER. Los artículos a implementar, establecidos en el acuerdo No CRIE-05/28³ emitido por CRIE y los artículos a implementar bajo el criterio de implementación gradual del RMER se detallan en el Anexo E.

9 MODIFICACIONES AL PROCEDIMIENTO:

La modificación del presente procedimiento se realizará conforme a lo establecido en el numeral 1.8.4 del Libro I del RMER.

³ El Acuerdo CRIE -05/28 se incluye como Anexo F

ANEXO A FORMATOS



INFORME DIÁRIO

INFORME DIARIO.

Fecha:

De:

REPORTE DEL DIA:

				HORA
Modo de control de AGC	TLB	<i>Demanda Máxima (MW)</i>		
Bias (MW/0.1Hz)		<i>Demanda Mínima (MW)</i>		
TI del Controlador (seg)		<i>Frecuencia máx. (Hz)</i>		
		<i>Frecuencia mín. (Hz)</i>		
		<i>Error de tiempo (seg.)</i>		

HORA	DESCRIPCIÓN

LOGO

ERROR DE CONTROL DE AREA (ACE)

Fecha:								
Entidad:								
Generadores bajo AGC:								
HORA (hh:mm:ss) (cada 4 segundos)	DEMANDA SISTEMA (MW)	FRECUENCIA PROGRAMADA (Hz)	FRECUENCIA MEDIDA <lugar de medición > (Hz)	POTENCIA (MW)		POTENCIA (MW)		ACE NO FILTRADO (MW)
				REAL	PROGRAMADA	REAL	PROGRAMADA	
0:00:00								
0:00:04								
0:00:08								
0:00:12								
0:00:16								
0:00:20								
0:00:24								
0:00:28								
0:00:32								
0:00:36								
0:00:40								
0:00:44								
0:00:48								
0:00:52								
0:00:56								
0:01:00								
0:01:04								
23:58:36								
23:58:40								
23:58:44								
23:58:48								
23:58:52								
23:58:56								
23:59:00								
23:59:04								
23:59:08								
23:59:12								
23:59:16								
23:59:20								
23:59:24								
23:59:28								
23:59:32								
23:59:36								
23:59:40								
23:59:44								
23:59:48								
23:59:52								
23:59:56								
0:00:00								

LOGO

SOLMANT

OS/OM	SOLMANT		NUMERO
EOR	SOLICITUD DE MANTENIMIENTO		...1.../....
PEDIDO: <input type="checkbox"/> EJECUCION 2 <input type="checkbox"/> CON DESCONEXION 3 <input type="checkbox"/> SIN DESCONEXION 4 <input type="checkbox"/> CANCELACION <input type="checkbox"/> PROG. (.) NO PROG			
EQUIPO:		5	
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 7 <input type="checkbox"/> DIARIAMENTE	
DESCRIPCION SUSCINTA DEL TRABAJO A EJECUTAR:		8	
RAZON DE LA URGENCIA:		9	
NOMBRE DEL SOLICITANTE:..... EMPRESA:..... SOLICITADO EN EL DÍA;/...../..... APROBADO POR:.....		10	
MANIOBRAS PARA LA EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO:		11	
OBSERVACIONES:		12	
CONDICIONES PARA LA EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO:		13	

LOGO

RESERVA PRIMARIA

PLANTAS CON REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (*)						
FECHA	PAÍS	PERIODO ¹ (Horas)	NOMBRE DE LA PLANTA	IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES ²	CAPACIDAD INSTALADA (MW) ³	CAPACIDAD EFECTIVA (MW) ⁴
						RESERVA (MW) ⁵
						ESTADISTMO (%)

(*) Reserva rodante que responde automáticamente a los cambios de la frecuencia mediante la acción de gobernadores.

Tiempo de acción = inmediata

- 1 Debe ser indicado en intervalos de una (1) hora. Por ejemplo: 00:00 a 01:00.
- 2 Nombre corto de la unidades, por ejemplo: U1
- 3 Dato de placa.
- 4 Máxima potencia que la máquina puede entregar a la red bajo condiciones normales de operación.
- 5 Diferencia entre la capacidad efectiva y la potencia despachada.

LOGO

RESERVA SECUNDARIA

PLANTAS CON REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA(*)						
FECHA	PAÍS	NOMBRE DE LA PLANTA	IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES ²	CAPACIDAD INSTALADA (MW) ³	CAPACIDAD EFECTIVA (MW) ⁴	RANGO DE REGULACIÓN (MW) ⁶

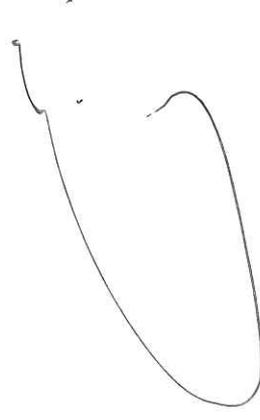
(*) Tiempo de acción = no superior a 10 minutos.
 1 Debe ser indicado en intervalos de una (1) hora. Por ejemplo: 00:00 a 01:00.
 2 Nombre corto de la unidades, por ejemplo: U1
 3 Dato de placa.
 4 Máxima potencia que la máquina puede entregar a la red bajo condiciones normales de operación.
 6 Banda disponible para operación del AGC. Por ejemplo: de 12 a 52 MW
 FL Unidades fuera de línea

LOGO

RESERVA DE CONTINGENCIA (*)

FECHA	PAÍS	PERIODO ¹ (Horas)	NOMBRE PLANTA / CARGA A DISPARAR	UNIDADES EN LÍNEA		UNIDADES FUERA DE LÍNEA		BLOQUE DE CARGA A DISPARAR (MW)	RESERVA (MW) DISPONIBLE
				Identificación ²	Cap. Instalada ³	Cap. Efectiva ⁴	Cap. Instalada ³		

(*) Reserva Rodante + Reserva Fría capaz de entrar en línea en 15 minutos + Bloque de carga que puede ser disparado manualmente.
¹ Debe ser indicado en intervalos de una (1) hora. Por ejemplo: 00:00 a 01:00.
² Nombre corto de las unidades, por ejemplo: U1.
³ Dato de placa.
⁴ Máxima potencia que la máquina puede entregar a la red bajo condiciones normales de operación.



RESERVA DE CONTINGENCIA INFORME DE EVENTOS

LOGO

Fecha del Evento	Hora del Evento (CA):	
Descripción del Evento		
Situación Pre-Disturbio		

Estado de la Generación

Plantas Hidráulicas	Capacidad MW	Pre - dist 3:45:00	Post-dist 3:48:00	Plantas Térmicas	Capacidad MW	Pre - dist 3:45:00	Post-dist 3:48:00	Plantas Geotérmicas	Capacidad MW	Pre - dist 3:45:00	Post-dist 3:48:00
Generación Despachada											
0.00											
Demanda Local + perdidas											
0.00											
Generación Perdida (MW)											
0.00											

Operación del Esquema de Desconexión de Carga				
Etapa	Frecuencia (Hz)	Circuitos	Carga	
			MW	%
I				
II				
III				
IV(...)				
Total Carga Desconectada (EDCABF)				
Etapa	Frecuencia (Hz)	Circuitos	Carga	Etapa
II				
III				
Total Carga Desconectada (EDACBV)				

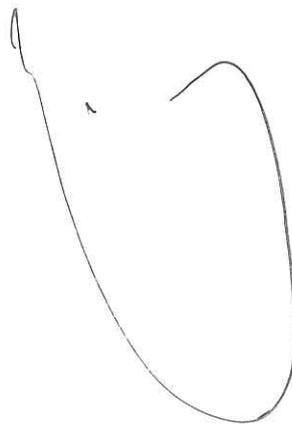
Interconexión				
Línea	Flujo Pre - Disturbio	Flujo Disturbio	Hora Inicio	Hora Final

Frecuencia Mínima del Evento (Hz)

COMENTARIOS:

LOGO

BITÁCORA DE GENERACIÓN	
DEPARTAMENTO DE OPERACIONES	
FECHA	
HORA	DESCRIPCIÓN
EQUIPO	TURNO DE XX: XX - XX:XX HRAS.
#UNIDAD	NOMBRE DEL OPERADOR



BITÁCORA DE TRANSMISIÓN				
DEPARTAMENTO DE OPERACIONES				
FECHA		DESCRIPCIÓN		
HORA	EQUIPO	LÍNEA	TURNO DE XX: XX-XX: XX HRAS.	
			OPERADOR	

EVALUACIÓN DE LA REGULACIÓN PRIMARIA

LOGO

(Nombre de planta y número de unidad)		
Tiempo	Frecuencia (Hz)	Potencia (MW)



ANEXO B CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO

ÍNDICE

1. OBJETO	34
2. VARIACIONES DE LA TENSIÓN Y FRECUENCIA EN CONDICIONES NORMALES	34
3. VARIACIONES DE VOLTAJE Y FRECUENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	34
4. MODO DE OPERACIÓN AGC.....	35
5. DESVIACIONES EN TIEMPO REAL DE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA.....	35
6. CRITERIOS Y PARÁMETROS DE SEGURIDAD Y DESEMPEÑO.....	36

1. OBJETO

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

El cumplimiento de estos criterios, se realiza en el marco de la implementación gradual del RMER.

2. VARIACIONES DE LA TENSIÓN Y FRECUENCIA EN CONDICIONES NORMALES

- 2.1 En condición de Operación Normal, el OS deberá asegurarse que las variaciones de tensión en los nodos de las líneas de interconexión se mantengan dentro de un rango de +/- 5% del valor nominal.
- 2.2 En Condición de Operación Normal las variaciones de frecuencia se mantendrán dentro de un rango de 59.7 y 60.2 Hz.
- 2.3 El EOR deberá supervisar que el valor de la frecuencia del SER se mantenga en su valor nominal y que en los nodos de interconexión el valor de tensión permanezca dentro del rango establecido.

3. VARIACIONES DE VOLTAJE Y FRECUENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

- 3.1 En condición de emergencia, el OS deberá asegurarse que las variaciones de tensión en los nodos de la líneas de interconexión se mantengan dentro de un rango de +/- 10% del valor nominal.

- 3.2 En condición de emergencia, el OS deberá asegurarse que las variaciones de frecuencia se mantengan dentro de un rango de 59.4 Hz y 60.6 Hz.
- 3.3 El EOR deberá supervisar que el valor de la frecuencia del SER se mantenga en su valor nominal y que en los nodos de interconexión el valor de tensión permanezca dentro del rango establecido.

4. MODO DE OPERACIÓN AGC

- 4.1 El modo de control Tie-Line Frequency Bias garantiza que el ACE tome en cuenta tanto el intercambio neto como las variaciones de la frecuencia. En este caso el valor del ACE se calcula como:

$$ACE = (INa - INp) - 10 B_f (F_a - F_p)$$

Donde:

a, actual

p, programado

IN, intercambio neto (MW)

B_f, Bias de la frecuencia (MW/0.1Hz)

F, Valor de la frecuencia (Hz)

- 4.2 Con el fin de homogenizar la convención de signos para el cálculo del ACE, todos los OS deben adoptar la siguiente convención:

ACE = negativo (-), generación insuficiente

ACE = positivo (+), generación excesiva

ACE = cero (0), la generación es igual a lo requerido

5. DESVIACIONES EN TIEMPO REAL DE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA

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

$$ACE_{10MIN} < L10$$

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

Donde:

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

β_i : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

β_e : BIAS de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.

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

El parámetro E10 es la meta de desviaciones de promedios de 10 minutos de frecuencia del Sistema Interconectado. E10 = 0.03 Hz, calculado en base a mediciones reales de la frecuencia en el SER. El EOR determinará la conveniencia de cambiar este parámetro según lo muestre el desempeño de las áreas de control.

Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con el criterio CPS.

5.2 Los siguientes criterios deben cumplirse para minimizar las desviaciones en tiempo real a los intercambios de energía en condición operativa de emergencia:

- **Criterio CF3:** El valor del ACE deberá regresar a cero dentro de los 15 minutos siguientes de haber ocurrido el disturbio.
- **Criterio CF4:** El valor del ACE deberá comenzar a regresar a cero dentro de los primeros tres minutos siguientes a la ocurrencia del disturbio.

6. CRITERIOS Y PARÁMETROS DE SEGURIDAD Y DESEMPEÑO

Cada uno de los sistemas que componen el SER debe ser operado de tal forma que se mantenga la confiabilidad, de acuerdo con los Criterios de Seguridad Operativa definidos por los OS a través del Grupo de Trabajo de Seguridad Operativa (GTSO).

Es responsabilidad de cada OS tomar las acciones correctivas adecuadas para eliminar en el menor tiempo posible cualquier operación anormal de su sistema que represente un peligro potencial para la seguridad de la operación.

6.1 Condiciones Normales de Operación

Cada área deberá disponer de suficiente capacidad de generación y de transmisión para abastecer la demanda local manteniendo perfiles adecuados del voltaje y sin causar degradación de los parámetros de operación que ponga en peligro la seguridad de otros sistemas. En el anterior sentido y para efecto de las evaluaciones que forman parte de los estudios, cada sistema deberá ser modelado con todos sus elementos en servicio (N-0) y en estado estable, con los niveles de demanda y despacho de la generación típico para una época determinada.

6.2 Seguridad

Los criterios de seguridad a ser considerados en el estudio serán como se detallan a continuación:

FALLAS	CONDICIONES ACEPTABLES
FG1	AFG1
FG2	AFG2
FG3	AFG3
FG4	AFG4
FG5	AFG5

Condiciones de pre-falla: ningún elemento fuera de servicio

Grupos de Fallas Considerados

FG1 1. Para las interconexiones y las líneas más importantes en cada caso, falla monofásica con recierre exitoso. Apertura en 6 ciclos y recierre en 30 ciclos adicionales.

FG2 1. Pérdida de unidad generadora
2. Pérdida de carga
3. Pérdida de elemento en paralelo (banco de capacitores o reactores)
4. Falla inicial: Ninguna.

FG3 1. Pérdida de línea
2. Pérdida de transformador

Falla inicial: cortocircuito trifásico permanente liberado en 6 ciclos.

- FG4**
1. Pérdida de dos circuitos de líneas de doble circuito
 2. Pérdida de barra
 3. Interruptor trabado
 4. Pérdida de unidad generadora y línea

Falla inicial: Cortocircuito trifásico permanente liberado en 6 ciclos, con excepción de la falla: interruptor trabado, en cuyo caso se utilizará un tiempo de liberación a ser determinado por el estudio para las distintas condiciones de operación.

- FG5**
1. Pérdida de todas las líneas en el mismo "derecho de paso"
 2. Planta de generación con mayor aporte en el escenario analizado
 3. Subestación de interconexión

CONSECUENCIAS ACEPTABLES

AFG1

1. No se tienen consecuencias
2. El sistema debe permanecer estable
3. No se permite desconexión de carga

AFG2

1. El sistema permanece estable
2. Voltaje permanece estable. Se evalúan curvas V-Q y V-P para nodos críticos (por ejemplo, principales centros de consumo)
3. Consecuencias locales (no incluye "red esqueleto"):
 - fluctuaciones del voltaje = $\pm 10\%$
 - flujo en líneas y transformadores (MVA) por debajo de los valores máximos definidos por cada país
4. Límites al impacto en la "red esqueleto":
 - fluctuaciones del voltaje = $\pm 10\%$
 - flujo máximo en líneas y transformadores (MVA) = 10% por encima del límite térmico o límite de transmisión
5. No se permite la desconexión de carga. Deberá mantenerse un porcentaje de reserva rodante, cuyo valor deberá ser determinado durante el desarrollo del estudio.

AFG3

Similares a AFG2.

AFG4

1. Desconexión de carga por baja frecuencia
2. Controles discretos suplementarios (por ejemplo, disparo de carga/generación en el sistema donde ocurre la falla)
3. Límites al impacto en la red:
 - fluctuaciones del voltaje = $\pm 10\%$
 - flujo máximo en líneas y transformadores (MVA) = 10% por encima del límite térmico o límite de transmisión

AFG5

1. Controles discretos suplementarios (por ejemplo, disparo de carga/generación para permitir la formación de "islas")
2. Desconexión de carga por baja frecuencia

6.3 Rangos Admisibles del Voltaje

6.3.1 Condiciones Normales

Cuando el sistema se encuentre operando bajo condiciones normales, con todos los elementos del sistema en servicio (N-0) y considerando las transferencias de potencia a través de las interconexiones, las fluctuaciones del voltaje en todas las barras del sistema debe permanecer dentro de $\pm 5\%$ en relación con las tensiones nominales de la red.

6.4 Cargabilidad Aceptable de Líneas y Transformadores

6.4.1 Líneas de Transmisión

Con el fin de contribuir al despacho óptimo de la generación, en condiciones normales de operación, las líneas radiales de transmisión en cada área, incluyendo las interconexiones, podrán ser cargadas en forma permanente hasta el 100% de su capacidad térmica nominal. Las líneas que operan en paralelo o en forma de malla, deberán transportar una carga tal que la salida de servicio de una línea no ocasione sobrecargas inadmisibles en las otras líneas que permanecen en servicio. El tiempo de sobrecarga permitido, estará determinado por el nivel de carga previa a la falla y las condiciones ambientales que prevalezcan.

6.4.2 Transformadores de Potencia

En condiciones de operación normal, los transformadores de potencia serán operados en forma permanente hasta el 100% de su capacidad nominal de carga. Durante emergencias operativas, el porcentaje de sobrecarga, y la duración de éstas, estarán determinados por la información provista por el fabricante del equipo. Para efectos de los estudios, una sobrecarga del 110% se considerará aceptable.

6.5 Márgenes de Variación de la Frecuencia

La frecuencia, en condiciones de post-falla, podrá oscilar en un rango de $\pm 1.0\%$. La duración de las oscilaciones por debajo de este límite estará determinada por las frecuencias de operación admisibles por las turbinas de vapor conectadas al sistema.

6.6 Cortocircuito

Para las simulaciones de cortocircuito, con el fin de maximizar el despacho de las máquinas y de esta forma obtener los máximos valores esperados para la potencia de cortocircuito, se utilizará el escenario de demanda máxima durante las épocas seca y húmeda. Se utilizará el método de superposición, y con el objeto de maximizar los aportes a las fallas, se deberá considerar un estado de operación del sistema de tal forma que la mayoría de los grupos generadores operen con sobreexcitación.

Los niveles de fallas balanceadas y desbalanceadas deberán estar por debajo de los niveles de diseño de los equipos electromecánicos y de las capacidades de ruptura de los interruptores. Como margen de seguridad se usará un valor del 10% por debajo de los valores límites de los equipos.

6.7 Monitoreo del desempeño

El EOR deberá mantener un permanente seguimiento del desempeño de los servicios auxiliares en cada área de control con el objeto de monitorear la calidad en la prestación de dichos servicios. Con este fin, el EOR utilizará los registros de su SCADA y podrá solicitar a los OS/OM el suministro de los registros disponibles. En esta labor participarán activamente los OS/OM, quienes serán los responsables de monitorear y efectuar el seguimiento en sus respectivos sistemas.

Cada OS/OM verificará que todos los Agentes que poseen equipos de generación 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. El OS/OM mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados.

6.8 Desempeño Dinámico

6.8.1 Contingencia de Máxima Severidad

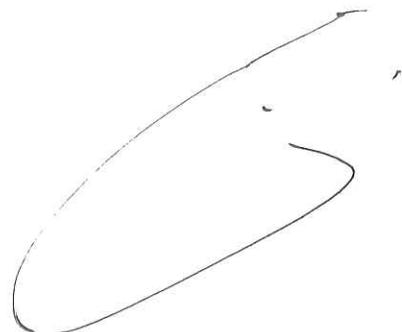
Para las evaluaciones de estabilidad transitoria, se deberán simular fallas balanceadas con despeje definitivo, con un tiempo de despeje compatible con el tiempo máximo admitido por las normas vigentes en cada país. Adicionalmente deberán simularse escenarios con fallas monofásicas.

6.8.2 Recuperación del Voltaje

Luego de una perturbación mayor, los voltajes de todas las barras del sistema no deberán sobrepasar el límite de $\pm 10\%$ con respecto a la tensión nominal, durante un tiempo de 20 segundos. En régimen transitorio, las excursiones de la tensión y las sobretensiones temporarias por encima de $\pm 10\%$, no deberán sobrepasar los 2 segundos de duración.

6.8.3 Niveles de Amortiguamiento

Para casos de contingencia (N-1), el factor de amortiguamiento mínimo aceptable para las oscilaciones electromecánicas dominantes entre áreas deberá ser del 5%. Para oscilaciones locales el anterior valor se reducirá a 3%.



ANEXO C

PROCEDIMIENTO PARA LA MODIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA RTR

PROCEDIMIENTO PARA LA MODIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA RTR⁴

I. Definiciones

Capacidad Operativa de Transmisión: Es la máxima potencia que se puede transferir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER tomando en consideración el cumplimiento de los *Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño*

Modificación Programada de la Capacidad Operativa de Transmisión: Variación de la capacidad de transmisión por la ejecución del Programa de Mantenimiento anual con resolución mensual en el equipamiento de generación y transmisión o por ampliaciones o reforzamientos de sus instalaciones, de lo cual el OS tiene conocimiento previo de por lo menos un mes.

Modificación No Programada de la capacidad Operativa de transmisión de la RTR: Variación de la capacidad de transmisión por Restricciones Técnicas Previsibles en el sistema eléctrico de la cual el OS tiene conocimiento previo menor a un mes.

Dependiendo de la duración de la variación de la capacidad de transmisión se clasifica en: Variación de Largo Plazo, y Variación de Corto Plazo.

Variación de la capacidad de transmisión de Largo Plazo: variación de la capacidad de transmisión con una duración mayor a un mes debido a una Modificación Programada de la Capacidad Operativa de Transmisión o cuando la causa de la variación se debe a eventos por Fuerza Mayor.

Variación de la capacidad de transmisión de Corto Plazo: variación a la capacidad de transmisión con una duración menor de un mes debido a una Modificación Programada de la Capacidad Operativa de Transmisión o a una Modificación No Programada de la capacidad Operativa de transmisión de la RTR.

II. Procedimiento para la modificación

1) Modificación Programada de la Capacidad Operativa de Transmisión:

El procedimiento por Modificación Programada es el siguiente:

⁴ Desde la aprobación del PROCEDIMIENTO TRANSITORIO PARA LA COORDINACIÓN OPERATIVA EN TIEMPO REAL EOR-OS, hasta la fecha en la que se determine la RTR conforme el programa de aplicación gradual del RMER; la RTR a la que se refiere el presente anexo es la determinada según el RTMER limitándose a los nodos habilitados comercialmente y los sistemas de transmisión de porteo.

El OS deberá enviar al EOR la siguiente información:

- a) Solicitud según formato suministrado por el EOR y en las fechas y formas de envío que se detallan en este procedimiento.
- b) Resultados de los análisis necesarios, que justifiquen técnicamente, en base a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Anexo B del Procedimiento para la Operación Interconectada Regional, la Modificación en la capacidad de transmisión de la RTR.
- c) La Base de Datos con las modificaciones realizadas en el sistema eléctrico del OS que reporta la modificación, en formato PSS/E (versión acordada por la región)

2) Modificación no Programada de la Capacidad Operativa de Transmisión:

El procedimiento por Modificación no Programada es el siguiente:

El OS deberá enviar al EOR la siguiente información:

- a) Solicitud según formato suministrado por el EOR y en las fechas y formas de envío que se detallan en este procedimiento.
- b) Resultados de los análisis necesarios, que justifiquen técnicamente, en base a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Anexo B del Procedimiento para la Operación Interconectada Regional, la Modificación en la capacidad de transmisión de la RTR.
- c) La Base de Datos con las modificaciones realizadas en el sistema eléctrico del OS que reporta la modificación, en formato PSS/E (versión acordada por la región)

3) Plazos de Entrega:

El OS deberá enviar la información anteriormente citada, de acuerdo con el cuadro siguiente:

		Variación de la capacidad de transmisión	
		Largo Plazo	Corto Plazo
Modificación de la Capacidad Operativa de Transmisión	Programada	1 mes previa a la modificación	
	No Programada	3 días previos a la modificación.	

4) Modificación de la Capacidad Operativa de Transmisión por Contingencias

En caso de modificaciones a la capacidad de transmisión en tiempo real por una contingencia en el sistema eléctrico, el OS deberá notificar al EOR inmediatamente, si el OS estima que la duración de esta modificación es mayor a 24 horas deberá informarlo al EOR, de manera inmediata, y presentar la justificación técnica correspondiente que respalde la modificación a más tardar 3 días hábiles posterior al evento.

III. Medio de Envío al EOR:

Los archivos y la información de soporte deberán ser colocados en el servidor Web del EOR, y también se deberá enviar una notificación por correo electrónico a las direcciones que serán asignadas por el EOR. Esta notificación será acompañada únicamente por la solicitud de modificación de la capacidad de transmisión, según formato elaborado por el EOR.

IV. Revisión y aprobación de la solicitud de modificación:

1. El EOR procederá a realizar una evaluación técnica en base a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Anexo B del Procedimiento para la Operación Interconectada Regional, para determinar la factibilidad de la modificación a la capacidad de transmisión solicitada por el OS.

Para esta evaluación será necesario que el OS, dentro de la información que ha enviado, adjunte la Base de Datos en la cual realizó las modificaciones para desarrollar su estudio. El EOR realizará los análisis necesarios para determinar si las justificaciones declaradas por el OS cuentan con el respaldo técnico debido.

2. Con base en los resultados de la evaluación técnica, el EOR, en un plazo máximo de dos días hábiles posteriores a la notificación de la solicitud, hará del conocimiento de todos los OS su resolución acerca de la solicitud de modificación a la capacidad de transmisión requerida, explicando las razones técnicas por las cuales la misma fue aceptada o rechazada.
3. El EOR podrá rechazar cualquier solicitud de modificación a la capacidad de transmisión cuando el OS no envíe la información adecuada o no cumpla con el presente procedimiento, o no sea aceptado técnicamente por el EOR.
4. Si la solicitud de modificación es rechazada, el OS podrá presentar una nueva solicitud al EOR, la cual deberá resolver todas las objeciones técnicas reportadas por el EOR al momento de rechazo de la solicitud, en un plazo máximo de 1 día hábil posterior a la notificación del EOR.

El EOR responderá en un plazo máximo de 1 un día hábil su resolución definitiva.

5. De ser aceptada la solicitud, el EOR publicará los resultados de la evaluación en su sitio Web para que esté disponible a los OS/OMS, y lo tomen en cuenta para hacer las planificaciones técnicas y comerciales necesarias para la operación normal del SER y el MER.
6. Durante el periodo de vigencia de la modificación a la capacidad, el OS/OM deberá indicarla en su Informe Diario enviado al EOR, a excepción de modificaciones de mediano y largo plazo, las cuales deberán reportarse en el Informe Diario únicamente el día de inicio de la modificación.
7. Las modificaciones no programadas de la capacidad Operativa de transmisión de la RTR, cuya duración sea mayor de 24 horas serán reflejadas en la Base de Datos Regional.
8. Si para las modificaciones de capacidad de transmisión de la RTR, el EOR identifica que las condiciones declaradas por el OS, que originaron su solicitud no se cumplen en tiempo real, el EOR le notificará y solicitará las respectivas aclaraciones al OS.

Si el OS no entrega las aclaraciones, que justifiquen el incumplimiento en un plazo máximo de 2 días hábiles posteriores a la notificación, el EOR enviará un reporte a la CRIE para proceda según la Regulación.

Si el EOR determina que las aclaraciones proporcionadas por el OS son válidas, se mantendrá la capacidad de transmisión modificada. En caso contrario el EOR cambiará la capacidad de transmisión al valor previo no afectado por una modificación.

ANEXO D PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL BIAS

1. CARACTERISTICA DE RESPUESTA DE LA FRECUENCIA.

La Característica de Respuesta de la Frecuencia (FRC por sus siglas en inglés) es una medida del cambio natural en el valor de la frecuencia cuando se produce un desbalance carga-generación.

Para todo cambio en el balance carga-generación en un área de control, ocurre un cambio en la frecuencia. Cada área de control de la región responderá a este cambio en la frecuencia por medio de:

- Un cambio en la carga que es proporcional al cambio en la frecuencia, esto debido a la característica de respuesta de la frecuencia de la carga.
- Un cambio en la generación que es inversa al cambio de la frecuencia debido a la acción de los gobernadores de las turbinas.

El efecto neto de estas dos acciones es la respuesta del área de control al cambio en la frecuencia, a esto se le conoce como característica de respuesta de la frecuencia. La respuesta combinada de todas las áreas de control de la región causará que la frecuencia del SER se sitúe en un valor diferente al valor de pre-disturbio. La frecuencia no retornará a su valor de pre-disturbio debido al estatismo de los gobernadores.

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

2. "BIAS" DE LA FRECUENCIA

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

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

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

- Si "Bias" = FRC El ACE = 0 en pre- y post- disturbio
- Si el ACE oscila hacia (+) ante un disturbio "Bias" < FRC
- Si el ACE oscila hacia (-) ante un disturbio "Bias" > FRC

2.1 Cálculo del Bias de la Frecuencia

Método 1: El valor del "Bias" se establece como el 1% de la demanda del área de control.

Método 2: Compilar estadísticas de FRC ante eventos fuera del área. Se necesitan un mínimo de 10 observaciones y se deberá emplear la media de estos valores. La metodología para calcular el FRC es la siguiente:

1. Supongamos que un evento produce un comportamiento de la frecuencia como el que se muestra en la figura 1.

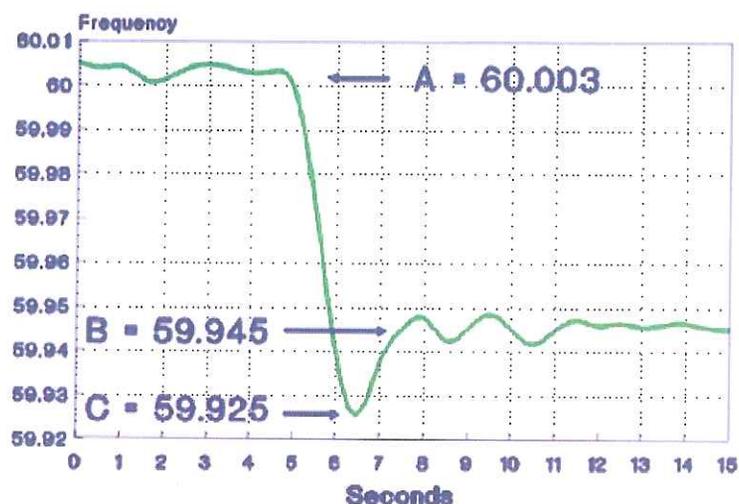


Figura 1. Respuesta de la frecuencia ante la ocurrencia de un evento.

2. Se anota el valor del intercambio neto del área de control y el de la frecuencia inmediatamente antes del evento (INA, fA valores que corresponden al punto A de la figura 1). La convención de signos es un valor negativo (-) si el flujo neto es hacia el área de control y positivo (+) si el flujo neto es hacia afuera del área de control.
3. Se anota el valor del intercambio neto del área de control y el de la frecuencia inmediatamente después del evento (INB, fB valores que corresponden al punto B de la figura 1). La convención de signos es el mismo que el del apartado anterior.
4. Para obtener el valor del FRC se utiliza la fórmula 1. Este valor se aproxima a la respuesta de la frecuencia del área de control para esta contingencia.

$$\frac{INA - INB}{10 * (fA - fB)} \text{ Fórmula 1}$$

El factor de 10 es usado para cambiar las unidades a MW/0.1 Hz.

**ANEXO E
APARTADOS DEL LIBRO II RMER
SOBRE LA OPERACIÓN JERÁRQUICA
DEL MER**

La operación jerárquica del MER se realizará en base al numeral 3.2 del Libro II del RMER. A continuación se detallan los artículos a implementar, establecidos en el acuerdo No CRIE-05/28 emitido por CRIE y los artículos a implementar bajo el criterio de gradualidad del RMER(*):

3.2 Operación Jerárquica del MER

3.2.1 La operación técnica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento, según el siguiente esquema general:

- (a) El EOR coordinará la operación técnica del SER;
- (b) En cada país las funciones de la operación técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR;
- (c*) Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales;
- (e*) La coordinación operativa y el intercambio de información entre el EOR y los OS/OMS deberá ser efectuada según las reglas establecidas en este Libro para el Predespacho, la operación en tiempo real y los análisis del Posdespacho.

3.2.2 Para el cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, los OS/OMS estarán obligados a:

- (a) Cumplir con la ejecución y supervisión de maniobras, la realización de pruebas, la coordinación de la operación, el intercambio de información y la comunicación entre sus centros de control y el EOR, considerando la regulación de cada país;
- (b*) Coordinar en su área de control, la operación de la RTR de manera tal que toda maniobra o prueba sobre las instalaciones no comprometa la calidad, seguridad y desempeño del SER;
- (c) Intercambiar con el EOR y mantener actualizada la información relacionada con la seguridad operativa, la operación en tiempo real y la evaluación de los eventos que afecten la operación regional;
- (d) Gestionar en sus respectivos países el adecuado mantenimiento de la infraestructura asociada a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.

3.2.3 Para el cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, los agentes estarán obligados a:

(a) Realizar físicamente las maniobras o permitir su ejecución de manera remota por el respectivo OS/OM, a realizar las pruebas técnicas requeridas y a ser los responsables de su correcta ejecución así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones durante las mismas, respetando las regulaciones nacionales;

(b) Efectuar el adecuado mantenimiento de sus instalaciones asociadas a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.

3.2.4 Coordinación con los OS/OMS

3.2.4.1 El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, de acuerdo al siguiente esquema:

(a*) Cada OS/OM coordinará la operación del sistema nacional, de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales en los nodos de la RTR;

(b) Los OS/OMS informarán al EOR todo cambio, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER y/o las inyecciones o retiros programados;

(e*) El EOR no realizará directamente maniobras en la RTR, sino que instruirá a los OS/OM para que éstos ordenen su ejecución a los agentes, de acuerdo al esquema jerárquico previsto;

(f) Los agentes serán los responsables de operar y efectuar los mantenimientos a sus instalaciones, de acuerdo con la regulación nacional y regional, sujetándose a la coordinación operativa por parte del EOR y los OS/OMS;

(h) El EOR deberá contar con la lista oficial de personas de contacto de los OS/OMS en cada país. Los OS/OM deberán actualizar y publicar en el sitio de Internet del EOR la lista cada vez que se presenten cambios a la misma;

(i*) El EOR deberá elaborar y mantener actualizados planes de contingencia, que le permita seguir desempeñando las funciones básicas de operación ante eventos que afecten su capacidad normal de coordinar y supervisar la operación del SER. Dichos planes deberán ser puestos a conocimiento de los OS/OMS y cualquier modificación deberá ser informada con al menos quince (15) días de anticipación a su entrada en vigencia.

3.2.5 Coordinación con los Agentes

3.2.5.1 La coordinación de las funciones de operación y supervisión de las instalaciones de la RTR entre los agentes y el EOR se realizará a través del OS/OM correspondiente.

3.2.5.2 Todos los agentes deberán mantener el equipamiento necesario para llevar a cabo las funciones asignadas de operación, supervisión y control.

3.2.5.3 Los agentes transmisores deberán:

- (a) Estar continuamente enlazados a través del sistema de comunicación con el centro de control del OS/OM respectivo para recibir instrucciones de tipo operativas e informar acerca de emergencias o de la existencia de cualquier situación anormal;
- (b) Cumplir y ejecutar las instrucciones recibidas de los OS/OMS en la coordinación de la operación de la RTR con el EOR;
- (c) Enviar a través de los OS/OM, en los medios y forma establecidos en este Libro, la información requerida por el EOR para el planeamiento y la operación en tiempo real;
- (d) Coordinar con el OS/OM respectivo los programas de mantenimiento de las instalaciones, conforme los procedimientos definidos en Libro III del RMER y acatar los programas de mantenimiento coordinados por el EOR.

3.4 Telecomunicaciones, Intercambio de Información y Supervisión Operativa

3.4.1 Requisitos del sistema de telecomunicaciones y supervisión operativa

3.4.1.1 El EOR deberá disponer de medios de supervisión y del sistema de telecomunicaciones que permitan vincularlo con los OS/OMS, los cuales deben ser adecuados para transmitir en forma bidireccional la información necesaria para la operación técnica del SER, de acuerdo con las normas y requisitos definidos en este Libro.

3.4.1.3 Deberán existir, como mínimo, los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- a) Transmisión de datos del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT);
- b) Comunicaciones de voz y sus equipos de grabación asociados; y
- c) Servicio de fax y correo electrónico.

3.4.1.4 Estos servicios podrán ser satisfechos mediante recursos propios, o también mediante la libre contratación total o parcial de los mismos a prestadores de servicios de telecomunicaciones, o una combinación de estas modalidades.

3.4.1.5 Los recursos utilizados para la comunicación operativa estarán destinados al uso exclusivo de los operadores del EOR y los OS/OMS. Los acuerdos o intercambio de información que por su urgencia deban realizarse en forma verbal, deberán ser confirmados por escrito, a la mayor brevedad posible.

3.4.1.6 Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER, serán realizadas entre el EOR y los OS/OMS. En caso que el EOR identifique en tiempo real que existen problemas que no permitan establecer la comunicación con un OS/OM, la coordinación podrá efectuarse entre los OS/OMS e informar posteriormente al EOR.

**ANEXO F
ACUERDO CRIE-05/28**

EL INFRASCRITO COORDINADOR GENERAL LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA –CRIE–:

----- C E R T I F I C A -----

Que tiene a la vista el ACTA NÚMERO VEINTINUEVE, QUE CONTIENE LA VIGÉSIMA OCTAVA REUNIÓN DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, de fechas 25 y 26 de septiembre de dos mil ocho y que en su acuerdo No CRIE-05/28, dice:

“ACUERDO No. CRIE-05/28

1. *Ratificar que el RMER está vigente y su aplicación es gradual, según lo establecido en la Resolución CRIE-09-2005. El criterio de gradualidad deberá corresponder a la realidad de los sistemas eléctricos interconectados. La aplicación de sanciones y penalidades se hará hasta la vigencia plena del RMER.*
2. *Solicitar al Ente Operador Regional el programa de trabajo de la implantación de los demás conceptos, mecanismos, metodología y modelos necesarios y procedentes así como otros aspectos regulatorios necesarios para la entrada de la vigencia plena del RMER y que no se incluyeron dentro del Documento de Implementación Gradual del RMER. Sin embargo, durante esta etapa los Agentes no serán sujetos de sanciones y penalidades sino hasta la vigencia plena del RMER.*
3. *Notificar al EOR este acuerdo*
4. *Comunicar al EOR que a partir de la presente fecha, deberá implementar los siguientes artículos del RMER:*

Libro II

2.2 El Sistema de Medición Comercial Regional

- 2.2.7 El EOR establecerá un proceso de registro con la información básica de los equipos de medición activos, las modificaciones a los equipos de medición existentes y la desactivación de equipos de medición
- 2.2.10 Las auditorías realizadas al Sistema de Medición Comercial Nacional podrán ser aceptadas por el EOR, si cumplen con lo establecido en el anexo 1 y la Regulación Regional.
- 2.2.11 En el Anexo 1 “Sistema de Medición Comercial Regional” se presentan las responsabilidades del EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado con respecto al funcionamiento del SIMECR y los requerimientos mínimos para los sistemas y equipos de medición.

3.2 Operación Jerárquica del MER

3.2.1 La operación técnica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento, según el siguiente esquema general:

- a) El EOR coordinará la operación técnica del SER;
- b) En cada país las funciones de la operación técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR;

3.2.2 Para el cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, los OS/OMS estarán obligados a:

- a) Cumplir con la ejecución y supervisión de maniobras, la realización de pruebas, la coordinación de la operación, el intercambio de información y la comunicación entre sus centros de control y el EOR, considerando la regulación de cada país;
- c) Intercambiar con el EOR y mantener actualizada la información relacionada con la seguridad operativa, la operación en tiempo real y la evaluación de los eventos que afecten la operación regional;
- d) Gestionar en sus respectivos países el adecuado mantenimiento de la infraestructura asociada a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.

3.2.3 Para el cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, los agentes estarán obligados a:

- a) Realizar físicamente las maniobras o permitir su ejecución de manera remota por el respectivo OS/OM, a realizar las pruebas técnicas requeridas y a ser los responsables de su correcta ejecución así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones durante las mismas, respetando las regulaciones nacionales;
- b) Efectuar el adecuado mantenimiento de sus instalaciones asociadas a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.

3.2.4 Coordinación con los OS/OMS

3.2.4.1 El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, de acuerdo al siguiente esquema:

- b) Los OS/OMS informarán al EOR todo cambio, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER y/o las inyecciones o retiros programados;
- f) Los agentes serán los responsables de operar y efectuar los mantenimientos a sus instalaciones, de acuerdo con la regulación nacional y regional, sujetándose a la coordinación operativa por parte del EOR y los OS/OMS;
- h) El EOR deberá contar con la lista oficial de personas de contacto de los OS/OMS en cada país. Los OS/OM deberán actualizar y publicar en el sitio de Internet del EOR la lista cada vez que se presenten cambios a la misma;

3.2.5 Coordinación con los Agentes

- 3.2.5.1 La coordinación de las funciones de operación y supervisión de las instalaciones de la RTR entre los agentes y el EOR se realizará a través del OS/OM correspondiente.
- 3.2.5.2 Todos los agentes deberán mantener el equipamiento necesario para llevar a cabo las funciones asignadas de operación, supervisión y control.
- 3.2.5.3 Los agentes transmisores deberán:
 - a) Estar continuamente enlazados a través del sistema de comunicación con el centro de control del OS/OM respectivo para recibir instrucciones de tipo operativas e informar acerca de emergencias o de la existencia de cualquier situación anormal;
 - b) Cumplir y ejecutar las instrucciones recibidas de los OS/OMS en la coordinación de la operación de la RTR con el EOR;
 - c) Enviar a través de los OS/OM, en los medios y forma establecidos en este Libro, la información requerida por el EOR para el planeamiento y la operación en tiempo real;
 - d) Coordinar con el OS/OM respectivo los programas de mantenimiento de las instalaciones, conforme los procedimientos definidos en Libro III del RMER y acatar los programas de mantenimiento coordinados por el EOR;

3.4 Telecomunicaciones, Intercambio de Información y Supervisión Operativa.

3.4.1 Requisitos del Sistema de Telecomunicaciones y Supervisión Operativa

- 3.4.1.1 El EOR deberá disponer de medios de supervisión y del sistema de telecomunicaciones que permitan vincularlo con los OS/OMS, los cuales deben ser adecuados para transmitir en forma bidireccional la información necesaria para la operación técnica del SER, de acuerdo con las normas y requisitos definidos en este Libro.

- 3.4.1.3 Deberán existir, como mínimo, los siguientes servicios de telecomunicaciones:
- a) Transmisión de datos del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT);
 - b) Comunicaciones de voz y sus equipos de grabación asociados; y
 - c) Servicio de fax y correo electrónico.
- 3.4.1.4 Estos servicios podrán ser satisfechos mediante recursos propios, o también mediante la libre contratación total o parcial de los mismos a prestadores de servicios de telecomunicaciones, o una combinación de estas modalidades.
- 3.4.1.5 Los recursos utilizados para la comunicación operativa estarán destinados al uso exclusivo de los operadores del EOR y los OS/OMS. Los acuerdos o intercambio de información que por su urgencia deban realizarse en forma verbal, deberán ser confirmados por escrito, a la mayor brevedad posible.
- 3.4.1.6 Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER, serán realizadas entre el EOR y los OS/OMS. En caso que el EOR identifique en tiempo real que existen problemas que no permitan establecer la comunicación con un OS/OM, la coordinación podrá efectuarse entre los OS/OMS e informar posteriormente al EOR.
- 3.4.2 Intercambio de Información Operativa
- 3.4.2.2 El EOR en forma conjunta con los OS/OMS definirá la nomenclatura a emplear para identificar a cada agente y elemento de la RTR para la coordinación, supervisión y control de la RTR.
- 3.4.2.3 Previo a toda modificación en las instalaciones que puedan afectar la operación de la RTR, cada OS/OM deberá informar de la misma al EOR y demás OS/OMS, tales como alteraciones en esquemas de protecciones o en la capacidad operativa de las instalaciones.
- 3.4.2.4 El EOR mantendrá actualizado un listado del personal perteneciente a cada uno de los OS/OMS que esté relacionado con la operación del SER. Se identificará el cargo de la persona y el medio para ubicarlo. Cualquier cambio que el OS/OM efectúe en su personal autorizado, deberá comunicarlo al EOR, con al menos quince (15) días de anticipación.
- 3.4.3 Comunicaciones en Tiempo Real
- 3.4.3.1 Cualquier comunicación entre el personal del EOR y los OS/OMS deberá contener, en forma explícita, la siguiente información:

- a) El nombre y apellido del emisor;
- b) El nombre del país o entidad respectiva;
- c) La identificación de la instalación en cuestión;
- d) La instrucción operativa; y
- e) La hora en la cual se debe ejecutar la instrucción.

La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió, que ésta fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá verbalmente a través de teléfono o radio, con grabación permanente o de un medio en el que se verifique una constancia escrita.

3.4.3.2 Toda la información necesaria para la operación en tiempo real, solicitada por el EOR o un OS/OM, deberá ser suministrada a la brevedad posible. Igualmente, cualquier evento que ocurra en el SER que pueda afectar las inyecciones o retiros programados a través de la RTR o la calidad y seguridad regionales, deberá ser informado al EOR y éste informará a todos los demás OS/OMS, a la brevedad.

3.4.3.5 Las comunicaciones operativas para la coordinación de maniobras deberán ser dictadas de forma pausada y de manera clara, para registrarlas en la bitácora y en los equipos de grabación, tanto del EOR como de los OS/OMS. En casos de urgencia, la anotación se podrá efectuar a posteriori, respetando los conceptos de la conversación e indicando la hora, el lugar y los funcionarios de cada OS/OM y el EOR involucrados.

3.4.5 Supervisión Técnica del MER

3.4.5.1 La coordinación y supervisión de la operación técnica del MER requerirá que el EOR en conjunto con los OS/OM cuente con la información en tiempo real necesaria. Para ello, el EOR deberá contar con los medios informáticos y de comunicaciones que vinculen el centro de control del EOR con los centros de control de los OS/OMS.

3.4.5.2 El EOR deberá contar con un sistema propio de supervisión (SCADA) para la operación del SER.

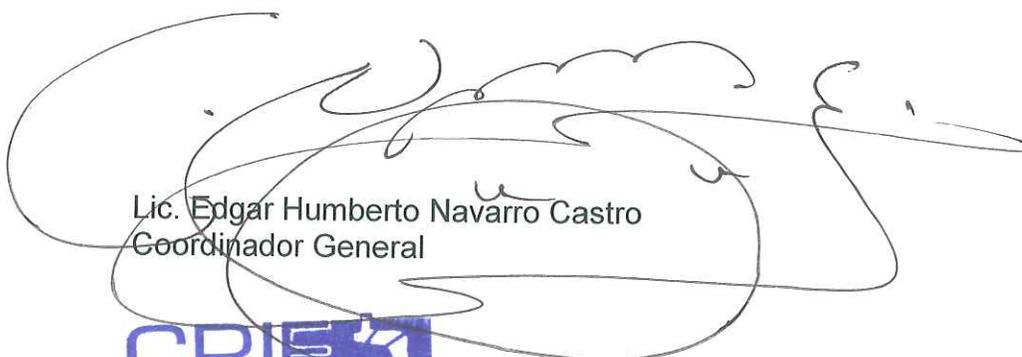
Libro III

El numeral 2.1.3 La definición de la RTR es utilizada para, al menos para:

- Especificar los nodos desde los que se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre aquellos en los cuales se pueden declarar contratos regionales;
- Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM;

El numeral 4.5 "Procedimiento para el Acceso a la RTR"

Y para efectos de incorporación al Acuerdo CRIE 08/30 se extiende la presente en seis hojas, en la Ciudad de Guatemala, el veintiuno de abril de dos mil nueve.



Lic. Edgar Humberto Navarro Castro
Coordinador General

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
COORDINADOR GENERAL