REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y CALIDAD DE SERVICIO

TAREA 100: REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN DEL MER

SUBTAREA 140: INFORME FINAL DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

INFORME FINAL

Marzo 2005

CONSORCIO SNC·LAVALIN Statkraft Grøner

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 4

1. OBJETO DEL REGLAMENTO 4
2. ALCANCE DEL REGLAMENTO 5
   - *2.1. Ámbito de Aplicación 5*
   - *2.2. Jerarquía del Reglamento de transmisión 6*
   - *2.3. Facultades de la CRIE 6*
3. DEFINICIONES 7
4. MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 15
   - *4.1. Interpretación del Reglamento 15*
   - *4.2. Resolución de Controversias 15*
   - *4.3. Cumplimiento de la Regulación y sanciones 16*
   - *4.4. Causas que habilitan modificaciones al Reglamento de Transmisión 16*
   - *4.5. Evaluación de la efectividad del RT 16*
   - *4.6. El desarrollo de las modificaciones 17*
5. LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL 18
   - *5.1. Instalaciones que conforman la RTR 18*
   - *5.2. Metodología de identificación de las Instalaciones de la RTR 19*
6. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES TRANSMISORES 19
   - *6.1. Obligaciones de los Agentes Transmisores 20*
   - *6.2. Derechos de los agentes transmisores 21*
   - *6.3. Obligaciones de los Agentes Generadores y Consumidores 22*
   - *6.4. Derechos de los Agentes Generadores y Consumidores 22*
   - *6.5. Derechos y Obligaciones del EOR 23*
7. COORDINACIÓN DEL LIBRE ACCESO 24
   - *7.1. Criterios Generales 24*
   - *7.2. Capacidad de las Instalaciones de la RTR 24*
   - *7.3. Acceso a la RTR de Agentes Generadores 24*
   - *7.4. Acceso a la RTR de Agentes Consumidores 25*
   - *7.5. Procedimiento para el Acceso a la RTR 25*
     - 7.5.1. Presentación de la Solicitud de conexion 25
     - 7.5.2. Evaluación de la Solicitud de conexion 26
     - 7.5.3. Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión 28
   - *7.6. Convenios de Conexión 29*
8. COORDINACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR 30
   - *8.1. Requerimiento de Información y Base de Datos Regional 30*
   - *8.2. Estudios de Seguridad Operativa de la RTR 31*
   - *8.3. Criterios para la Operación en tiempo real 31*
   - *8.4. Planificación de la Operación ante Contingencias 32*
   - *8.5. Información de Eventos 32*
   - *8.6. Coordinación de la Operación ante Perturbaciones o Desconexiones 33*
   - *8.7. Inspecciones y Ensayos 34*

8.7.1. Inspecciones 34
8.7.2. Ensayos en Puntos de Conexión 35
8.7.3. Ensayos en Unidades generadoras y Equipos de Transmisión 36
8.7.4. Monitoreo de Unidades Generadoras y Equipos de Transmisión 37
9. REGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO 37
9.1. Características del régimen de calidad del servicio 37
9.2. Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión 38
9.3. Compensaciones por incumplimiento 39
9.4. Régimen de Compensaciones 40
9.4.1. Eventos que originan compensaciones 40
9.4.2. Aplicación de las COMPENSACIONES 42
9.4.3. Valor de las Compensaciones 43
9.5. Aplicación progresiva del Régimen de Calidad del Servicio 44
10. SERVICIOS AUXILIARES 44
10.1. Definición de los Servicios Auxiliares en el MER 45
10.2. Relación entre los Servicios Auxiliares Nacionales y Regionales 45
10.3. Relación entre los Servicios Auxiliares Nacionales, REGIONALES y los Criterios de desempeño Mínimo 46
10.4. Valores iniciales de los Servicios Auxiliares 46
10.5. Proveedores de Servicios Auxiliares 49
10.6. Intercambios de Reserva de Potencia Activa 50
10.7. Suministro de Potencia reactiva y Control de VOLTAJE 51
10.8. Intercambios de Desconexión Automática de Cargas 53
10.9. Otras disposiciones sobre Servicios Auxiliares 53
11. DERECHOS DE TRANSMISION 54
11.1. Derechos de Transmisión en la RTR 54
11.2. Identificación de DT Asociados a los Titulares Iniciales 55
11.3. Organización de las Subastas de DT 57
11.4. Forma de Pago 60
11.5. Desarrollo de las Subastas de DT 61
11.6. Pagos a los titulares originales de los DT 62
11.7. Asignación a los Titulares de DT de Expansiones a Riesgo 62
11.8. Prueba de Factibilidad Simultánea 63
11.9. Contraflujos 64
11.10. Cambios en la Configuración de la RTR 65
11.11. Cálculo de la Renta de Congestión 66
11.12. Cálculo y Liquidación de los Derechos de Congestión 66
11.13. Proyecciones del Precio de los DT 67
11.14. Calculo de la Capacidad de Transmisión 67
11.15. Racionamiento a Titulares de DF 68
11.16. Control del Poder de mercado 69
12. RÉGIMEN TARIFARIO 69
12.1. Criterios Generales 69
12.2. Ingresos Autorizados a los agentes transmisores 70
12.3. Régimen Tarifario de la RTR 74
12.4. Método de asignación del cargo por peaje y del cargo complementario 77

13. SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL 78
13.1. Criterios generales..... 78
13.2. Alcance del Planeamiento de Largo Plazo..... 79
13.3. Alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo 80
13.4. Conceptos a considerar en el Planeamiento 81
13.5. Departamento de Planeamiento 82
13.6. Procedimientos y metodología para la Planificación 82
13.7. Proyecciones de la demanda 85
13.8. Costo de la energía no servida 85
13.9. Modelos para el planeamiento..... 85
13.9.1. Optimización de las expansiones 85
13.9.2. Simulación del MER..... 87
13.9.3. Estudios eléctricos 87
13.10. Coordinación con las ampliaciones de los sistemas nacionales 88
14. AMPLIACIONES DE LA RTR..... 88
14.2. Aprobación ampliaciones planificadas..... 89
14.3. Aprobación de ampliaciones a riesgo..... 90
14.4. Ejecución de las Ampliaciones Planificadas de Transmisión 94
14.4.1. Responsables..... 94
14.4.2. Ampliaciones a riesgo..... 95
14.4.3. Ampliaciones a Riesgo Contratadas en forma privada por los Iniciadores..... 96
14.4.4. Supervisión de la construcción 97
14.5. Puesta en Operación comercial de Ampliaciones 97
14.6. Operación Comercial de las ampliaciones..... 97
14.7. Compatibilidad entre ampliaciones planificadas y a riesgo 97
15. SISTEMA DE LIQUIDACIÓN 97
15.1. Cuentas de Compensación..... 97
15.2. LIQUIDACIÓN de los Cargos por Uso de la RTR..... 98
16. DISEÑO DE AMPLIACIONES, PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DEL DE LA RTR. 101
17. USO DE ESPACIOS PÚBLICOS Y PRIVADOS PARA INSTALACIONES DE TRANSMISION 101
18. CONSIDERACIONES AMBIENTALES 102
18.1. Criterios..... 102
18.2. Condiciones..... 102
18.3. Requerimientos 103
19. CRITERIOS DE DESEMPEÑO MINIMO PARA EL DISEÑO Y LA OPERACIÓN DE LA RTR 104
19.1. Diseño de Instalaciones y Equipos Vinculados a la RTR..... 104
19.2. Criterios de Desempeño Mínimo de la RTR 107

19.2.1. General 107
19.2.2. Criterios de Seguridad Estática 107
19.2.3. Criterios de Seguridad Dinámica 108
19.2.4. Regulación de Frecuencia 109
19.2.5. Forma de Onda 110
19.2.6. Requisitos Mínimos de Desempeño de las Plantas Generadoras 110
19.2.7. Asignación de la Reserva Operativa 111
19.2.8. Plan de Defensa Regional 111
19.2.9. Restablecimiento de la RTR 111
19.2.10. Estudios de Desempeño Mínimo 112
20. ESTUDIOS PARA LAS AMPLIACIONES A RIESGO DE LA RTR 113
20.1. Objetivo 113
20.2. Solicitudes de Iniciadores de Ampliaciones a Riesgo 113
20.3. Etapa 1 – Estudios Eléctricos del Acceso a la RTR 114
20.4. Etapa 2 – Diseño Técnico de Detalle 115
20.5. Etapa 3 – Puesta en Servicio de la Ampliación 115
20.6. Escenarios 115
21. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS ELECTRICOS 116
21.1. Alcance de los Estudios 116
21.2. Características del Modelo. 119

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

1. OBJETO DEL REGLAMENTO

Artículo 1.- El objeto general del Reglamento de Transmisión (RT) es establecer los criterios, procedimientos, instrucciones y disposiciones relacionadas con el Servicio de Transmisión aplicables al EOR, los Operadores de Sistema y de Mercado nacionales (OS/OMs), a los Agentes Transmisores con instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión Regional (RTR) y a los demás Agentes Generadores y Consumidores. Este Reglamento define los derechos y obligaciones de las partes antes mencionadas, las reglas para el acceso y conexión, la planificación y expansión, el régimen tarifario, los Criterios de Desempeño Mínimo, y el Régimen de Calidad de Servicio de la RTR. Todo ello siguiendo lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Artículo 2.- Los objetivos específicos del presente Reglamento son:

2(a) Establecer los derechos y obligaciones del EOR, de los OS/OM, de los Agentes Transmisores y de los Agentes Generadores y Consumidores del Mercado Eléctrico Regional (MER) y de los Mercados Eléctricos Nacionales (MENs) que sean usuarios directos o indirectos de la RTR, estableciendo los límites de responsabilidades entre ellos;

2(b) Establecer la metodología para la definición de las instalaciones de

transmisión que formarán parte de la Red de Transmisión Regional;

2(c) Establecer la regulación regional sobre los requerimientos mínimos a cumplir por un Agente para conectar nuevo equipamiento a la RTR, así como los criterios para garantizar el libre acceso al MER y a la RTR;

2(d) Establecer los criterios técnicos y económicos para los estudios de planificación de la expansión de la RTR, el plan de inversiones resultante y el programa de incorporación de nuevas instalaciones de Transmisión;

2(e) Establecer la metodología para calcular los Ingresos Autorizados de los Agentes Transmisores como reconocimiento de sus inversiones y sus gastos de operación y mantenimiento, y la metodología para calcular los cargos por uso de la Red de Transmisión Regional que pagarán los Agentes Generadores y Consumidores;

2(f) Establecer las reglas para el manejo de la congestión, a través de un sistema de precios nodales con derechos firmes (físicos) y financieros de transmisión;

2(g) Definir los Criterios de Desempeño Mínimo de la RTR;

2(h) Establecer los criterios asociados a la operación y diseño de la RTR de forma tal que se garantice el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo;

2(i) Establecer los criterios y alcance del Régimen de Calidad del Servicio para los Agentes Transmisores de la RTR;

2. ALCANCE DEL REGLAMENTO

2.1. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 3.- El presente Reglamento será de aplicación para todo Servicio de Transmisión prestado en América Central por medio de la RTR. Asimismo, a las actividades conexas de las siguientes partes:

3(a) El EOR;

3(b) Los OS/OM

3(c) Los Agentes del MER, incluyendo los Agentes Transmisores cuyas instalaciones forman parte de la RTR

3(d) Terceras partes interesadas en la construcción de instalaciones de la RTR o en la compra de Derechos de Transmisión.

3(e) Interconexiones extra-regionales con Países no Miembros cuyos sistemas de transmisión no pertenecen al SER.

Artículo 4.- El detalle de plazos, procedimientos, datos, formatos y características particulares de estudios o metodologías para la implementación del presente Reglamento se desarrollan en Anexos, que son parte integral de este Reglamento, los cuales son de

cumplimiento obligatorio para los Agentes, los OS/OM y el EOR.

Artículo 5.- Es responsabilidad de la CRIE aprobar y cuando sea necesario modificar este Reglamento y sus Anexos. Los Anexos son parte integral de este Reglamento y deberán ser concordantes con los principios, criterios y procedimientos generales que establece el presente Reglamento.

2.2. JERARQUÍA DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Artículo 6.- El nivel jerárquico del Reglamento de Transmisión en cuanto a la regulación de los servicios de transmisión en la RTR será:

6(a) El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central;

6(b) Los Protocolos acordados entre los Países Miembros;

6(c) Los reglamentos regionales: El Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER, con sus Anexos;

6(d) Resoluciones de la CRIE;

6(e) Documentos del EOR que hayan sido aprobados por la CRIE;

6(f) Las regulaciones de los Países Miembros.

2.3. FACULTADES DE LA CRIE

Artículo 7.- Se asignan a la CRIE las siguientes facultades en relación con la RTR:

7(a) Aprobar la conexión de nuevas instalaciones de los Agentes que a partir de la vigencia de este Reglamento se conecten directamente a la RTR. Una vez aprobada la conexión por la CRIE, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la conexión será otorgada por el Regulador Nacional del País donde se ubique el Agente que solicitó dicha conexión;

7(b) Exigir a los Usuarios que adecuen sus instalaciones a los requerimientos establecidos en este Reglamento;

7(c) Aprobar las Ampliaciones Planificadas de la RTR que surjan del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Planificada será otorgada por el o los Reguladores Nacionales de los Países donde se ubique dicha ampliación;

7(d) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo que incluyan instalaciones en más de un País Miembro, o entre un País Miembro y otro no Miembro. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada por él o los Reguladores Nacionales de los Países donde se ubique la ampliación;

7(e) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son iniciadas en un Iniciador de un País Miembro, son identificadas por el EOR como que en el futuro

pertenecerán a la RTR. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso –o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada por el o los Reguladores Nacionales de los Países donde se ubique la ampliación;

7(f) Aprobar los Documentos que utilice el EOR o los Agentes Transmisores;

7(g) Aplicar las multas o sanciones que pudieran corresponder a Agentes;

7(h) Actuar como segunda y final instancia de apelación en las controversias que puedan surgir como consecuencia de la aplicación de compensaciones por parte del EOR, en relación con el Régimen de Calidad del Servicio.

3. DEFINICIONES

Artículo 8.- Las definiciones usadas en el presente reglamento son:

8(a) **Agentes**: Son agentes del MER dedicados a la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, y grandes consumidores habilitados para participar en el MER.

8(b) **Agente Consumidor**: Agente que retira energía de la RTR para consumo propio o para terceros. Pueden ser distribuidores, o grandes consumidores. El OS/OM podrá actuar en representación de Agentes Consumidores en los casos en que la regulación del País respectivo le permita o asigne esta función.

8(c) **Agente Generador:** es un Agente que es propietario de instalaciones de generación y vende toda o parte de su producción al MER. El OS/OM podrá actuar en representación de Agentes Generadores en los casos en que las regulaciones del País le permita o le asigne esta función.

8(d) **Agente Generadores y Consumidores:** es el conjunto de todos los Agentes Generadores y Agentes Consumidores.

8(e) **Agente Transmisor:** se refiere en forma genérica a los Agentes Transmisores Regionales, los Agentes Transmisores Nacionales de los países de la región con instalaciones pertenecientes a la RTR, que son titulares de una habilitación, así como de una autorización, permiso, o concesión para construir y/o operar sistemas de transmisión que forme parte de la RTR, otorgada por los Reguladores Nacionales o por la CRIE.

8(f) **Agente Transmisor Regional**: los Agentes Transmisores habilitados por la CRIE que poseen instalaciones que forman parte de la RTR.

8(g) **Agente Transmisor Nacional**: los Agentes Transmisores habilitados por el respectivo Regulador Nacional cuyas instalaciones pertenecen a las redes nacionales de los Países Miembros y que parte de las mismas son identificadas como parte de la RTR.

8(h) **Beneficio Privado**: asociado a una ampliación de la transmisión, significa: (1) para un Agente Generador, la diferencia entre los ingresos por venta de la energía

producida y sus costos variables de producción entre los estados con y sin la ampliación; (2) para un Agente Consumidor, la diferencia entre los costos de compra de la energía demandada entre los estados antes mencionados.

8(i) **Beneficio Social**: es la suma del excedente del consumidor y el excedente del productor, tal como se definen en la teoría microeconómica.

8(j) **Canon (de una ampliación de la RTR)**: Es el Ingreso Autorizado que recibe un Agente Transmisor al que se le ha adjudicado una licitación de una Ampliación Planificada o a riesgo de la RTR. Este Canon es la única remuneración asociada a todos los costos en que incurre la empresa, los cuales, en forma no taxativa comprenden: (1) amortización de inversiones; (2) retorno sobre la inversión; (3) operación y mantenimiento; (4) otros gasto de funcionamiento; (5) pago de compensaciones asociadas al régimen de calidad del servicio.

8(k) **Canon Máximo Aceptable (asociada a una ampliación de la RTR)**: es el máximo valor aceptable para cualquier Canon ofertado en una licitación para una Ampliación de la RTR. El Canon Máximo Aceptable es fijado para cada licitación por la CRIE.

8(l) **Capacidad de Transmisión:** es la capacidad de transmisión de una determinada línea o vínculo de la RTR, establecida por el EOR para condiciones previsibles de despacho, que cumple con los Criterios de Desempeño Mínimo.

8(m) **Cargo Complementario**: es la parte de los Ingresos Autorizados que no se recolectan como Peajes, CVT o venta de DT.

8(n) **Cargos por Uso de la RTR (CURTR)**: Cargos a pagar por los Agentes, de acuerdo a lo establecido en el Régimen Tarifario, por el uso de la RTR. Tiene como componentes al Peaje y al Cargo Complementario.

8(o) **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):** Ente de derecho publico internacional, responsable de la regulación del Mercado Eléctrico Regional.

8(p) **Compensación Base por Indisponibilidad**: representa el valor de las compensaciones que pagaría un Agente Transmisor por una instalación que cumpliera exactamente con los Objetivos de Calidad de Servicio que se establecen en el Título 9.2 del presente Reglamento.

8(q) **Conexión a la RTR**: es el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son los mínimos necesarios para materializar la vinculación eléctrica a la RTR de uno o más Usuarios con el nivel de confiabilidad requerido en los Criterios de Desempeño Mínimo, en un punto determinado de la RTR. Un extremo de la conexión es parte de la RTR y el otro pertenece a un Agente o a un Agente Transmisor.

8(r) **Conjunto de DT Factibles**: es un conjunto de DT para los cuales se verifican las ecuaciones e inecuaciones de la PFS.

8(s) **Contraflujo**: es el servicio prestado por un Agente Generador, que pone a

disposición del EOR una determinada potencia, la cual puede ser convocada por este durante el Período de Validez para incrementar la cantidad de DF que pueden ser asignados en las subastas.

8(t) **Costos Eficientes**: son los costos de Operación, Mantenimiento y Administración de una Empresa Eficientemente Operada

8(u) **Costo Estándar (de una instalación):** es el costo de una instalación que resulta de valorizarla con los Costos Unitarios Estandarizados.

8(v) **Costo Estándar Anual (de una instalación):** es el costo de una instalación que resulta de valorizarla con los Costos Unitarios Estandarizados, multiplicada por el Factor de Recuperación del Capital, a una determinada tasa y vida útil.

8(w) **Costo Estándar Anual Total (de una instalación):** es el Costo Estándar Anual de la instalación más los Costos Eficientes de operación, mantenimiento y administración.

8(x) **Costos de Operación (del MER):** Son los costos de compra de energía por parte de los Agentes Consumidores. Dichos costos resultan de las ofertas aceptadas de venta de los Agentes Productores y de compra de los Agentes Consumidores en el predespacho económico, ya sea real o simulado. Cuando los Costos de Operación se utilicen para evaluaciones económicas, los contratos serán valorizados con los precios de la energía resultantes del predespacho económico.

8(y) **Costos Unitarios Estándar**: son costos unitarios de componentes de sistemas de transmisión, que establecerá la CRIE sobre la base de valores resultantes de licitaciones públicas competitivas en los Países Miembros. Los costos unitarios se establecerán al menos para las siguientes instalaciones: (1) líneas de transmisión, en US$/km, diferenciados por nivel de tensión, número de ternas y características del terreno; (2) campos o bahías de salida de subestaciones, por nivel de tensión y configuración. (3) transformadores, en US$ por MVA instalado, y por niveles de tensión en alta y baja; (4) equipos de compensación reactiva, en US$ por MVAr instalado, tipo de instalación y nivel de tensión.

8(z) **Costos Variables de Transmisión**: es la diferencia entre los pagos de los Agentes Consumidores, que son iguales a la energía retirada en cada nodo valorizada al respectivo precio nodal menos los pagos a los Agentes Productores, que son iguales a las energías inyectadas valorizadas al precio nodal. Se pueden calcular también como la suma, extendidas a todas las instalaciones de transmisión, de los precios de la energía saliente de la instalación valorizada al precio en el respectivo nodo, menos la energía entrante a la instalación valorizada al precio en el nodo en que se inyectó la energía.

8(aa) **Cuenta de Compensación (de un Agente Transmisor)**: es una cuenta contable, formada por Subcuentas por instalación, que administra el EOR en la cual se registra la diferencia, positiva o negativa, entre los montos que cada Agente Transmisor recibe cada mes en concepto de Ingresos Autorizados por instalación de su propiedad, descontadas las compensaciones que esta deba pagar como

consecuencia de la aplicación del Régimen de Calidad de Servicio, y el pago que efectivamente percibe. En caso que la recaudación que se realiza para pagar los Ingresos Autorizados de la instalación superen al Ingresos Autorizado menos compensaciones, el dinero recolectado en exceso se depositará en el Fondo de Excedentes, pero se registrará en el Cuenta de Compensación el respectivo monto, para ser aplicado a futuros pagos.

8(bb) **Derecho Financiero Punto a Punto (DFPP)**: es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir un ingreso (o pagar según el signo) igual a la suma, extendida a todas las horas del Período de Validez, de la diferencia entre el producto escalar del Vector de Precios Nodales correspondiente a cada hora de dicho período por el Vector de Potencia Retiradas y el producto escalar del Vector de Precios Nodales correspondiente a la correspondiente a la misma hora por el Vector de Potencia Inyectadas. La potencia total inyectada, igual a la suma de los componentes del Vector de Potencia Inyectada, debe ser igual a la potencia total retirada, que es igual a la suma de las componentes del Vector de Potencia Retirada. Los Vectores de Potencias Inyectadas y Vector de Potencias Retiradas son fijos por el Período de Validez del DF.

8(cc) **Derechos de Transmisión (DT):** asignan a su Titular un derecho sobre el sistema de transmisión. Se prevén dos tipos de Derechos de Transmisión: (1) Derechos Firmes; (2) Derechos Financieros Punto a Punto. Cada DT asigna los derechos por un determinado Período de Validez.

8(dd) **Derechos Firmes (DF**): Es un DT que asigna a su Titular, durante el Período de Validez, el derecho pero no la obligación de inyectar potencia representada por un Vector de Potencias Inyectadas en un conjunto de nodos y retirar potencia, representada por un Vector de Potencias Retiradas, en otro conjunto de nodos de la RTR. La potencia total inyectada, igual a la suma de los componentes del Vector de Potencia Inyectada, debe ser igual a la potencia total retirada, que es igual a la suma de las componentes del Vector de Potencia Retirada. Los Vectores de Potencias Inyectadas y Vector de Potencias Retiradas son fijos por el Período de Validez del DF.

8(ee) **Empresa Eficientemente Operada**: es una empresa dedicada a operar redes de transmisión, cuyos costos de Operación, Administración y Mantenimiento la ubican dentro del 20% con menores costos dentro de un conjunto seleccionado para "benchamarking"

8(ff) **Empresa Propietaria de la Red (EPR):** Empresa de Transmisión Regional propietaria de las instalaciones del proyecto SIEPAC.

8(gg) **Ente Operador Regional (EOR):** Ente de derecho público internacional, responsable de la operación de la RTR, del despacho económico de energía y de la administración de las transacciones regionales.

8(hh) **Equipamiento de Conexión**: es un campo o bahía de salida que vincula a una instalación de la RTR, con una instalación, de un Agente o un Agente Transmisor, que no pertenece a la RTR.

8(ii) **Equipo de Transformación Dedicado:** es un transformador que vincula a una instalación de la RTR con otra que no pertenece a la RTR.

8(jj) **Escenario:** es la representación del SER en un determinado período de tiempo, que resulta caracterizado por un conjunto de perfiles de generación, consumo y topología de red.

8(kk) **Esquemas de Control Suplementario (ECS)**: sistemas de control automático de desconexión de generación y/o demanda para el funcionamiento estable del SER.

8(ll) **Fondo de Excedentes**: es una cuenta bancaria administrada por el EOR en la cual depositará los excedentes que resulten de la diferencia entre: (1) los ingresos resultantes de los pagos que realizan los Agentes en concepto de CURTR; (2) lo recaudado por CVT no distribuido entre los titulares de DT; (3) lo recaudado por pagos que realizan compradores de DT; y (4) los pagos realizados a los Agentes Transmisores en concepto de Ingresos Acreditados. Los intereses devengados por el Fondo de Excedentes pasarán a formar parte del mismo. Esta cuenta bancaria mantendrá correspondencia con la Subcuenta de la Cuenta de Compensación por instalación, en la que se registrará que parte del saldo del Fondo de Excedentes corresponde a la misma.

8(mm) **Gran Consumidor:** Agente Consumidor habilitado a comprar energía a nivel mayorista para su propio uso, y a elegir libremente su suministrador de energía.

8(nn) **Indice de Lerner**: Es un indicador utilizado para medir el poder de mercado, que se calcula como la diferencia entre el precio de una bien en un mercado y los costos marginales del productor más caro que abastece la demanda, dividido por este último costo marginal.

8(oo) **Ingreso Acreditado**: es el ingreso que tiene derecho a percibir en un mes un Agente de Transmisión, que es igual al Ingreso Autorizado Ajustado entre seis menos las compensaciones mensuales por calidad del servicio.

8(pp) **Ingreso Autorizado**: es la remuneración anual a que está autorizado percibir un Agente de Transmisión, que se define para cada caso en el Capítulo 12 de este Reglamento.

8(qq) **Ingreso Autorizado Ajustado**: es el Ingreso Autorizado que un Agente de Transmisión debería percibir un determinado semestre por cada una de sus instalaciones que forman parte de la RTR, mas la corrección que resulta del saldo de la Cuenta de Compensación correspondiente a la mencionada instalación.

8(rr) **Ingreso a Recolectar (de una instalación)**: es el monto que se debe recolectar a través de los Cargos por Uso de la RTR, para pagar a un Agente Transmisor el Ingreso Autorizado que le corresponde.

8(ss) **Iniciador o Promotor (de una Ampliación a Riesgo):** es un Agente o Tercera Parte que presenta a la CRIE una solicitud para realizar una ampliación de la RTR, o que la presenta al organismo de su país encargado de autorizar la ampliación,

pero esta resulta identificada como perteneciente a la RTR.

8(tt) **Instalaciones de la RTR**: las instalaciones en alta tensión destinadas a la interconexión y la transmisión de energía eléctrica entre los centros de producción y de consumo de cada país de la región que permiten el flujo de energía que cruza las fronteras de los países y las transacciones del Mercado Eléctrico Regional. Las instalaciones de transmisión incluyen las subestaciones reductoras de alta tensión a aquellas tensiones usadas en los sistemas de transmisión o distribución nacionales. Las instalaciones que pertenecen a la RTR se identifican con el procedimiento que se describe en el Capítulo 5 de este Reglamento.

8(uu) **Interconector**: línea de transmisión existente que interconecta dos Países Miembros.

8(vv) **Interconexión Extraregional**: interconexión eléctrica entre un País Miembro y otro país no Miembro.

8(ww) **Interesado**: Es un Agente, o Tercera Parte, de uno de los Países que presenta una solicitud para realizar una ampliación de la RTR.

8(xx) **Línea SIEPAC**: es el conjunto de instalaciones de transmisión que serán construidas inicialmente como parte del proyecto SIEPAC, y que, salvo a los fines de su remuneración, serán consideradas como Ampliaciones Planificadas.

8(yy) **Objetivos de Calidad de Servicio**: es un conjunto de indicadores de calidad de servicio, referente al número y duración máxima anual de interrupciones y tiempo admitido que los niveles de tensión en los nodos de la RTR no están dentro de las tolerancias, que son considerados como objetivos aceptables por la CRIE.

8(zz) **Países Miembros (los Países):** Las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

8(aaa) **Peaje:** es la parte de los CURTR cuyo pago se asigna a los Agentes Productores y Consumidores en función de los flujos en la RTR.

8(bbb) **Período de Amortización (de una Ampliación de la RTR)**: es el tiempo máximo que el Titular de una expansión de la RTR recibirá el Canon solicitado, es decir, el período en el cual debe amortizar su inversión.

8(ccc) **Período de Validez (de un DT)**: es el intervalo de tiempo durante el cual el Titular de un DT contrae los derechos y obligaciones asociadas al mismo.

8(ddd) **Programa de Selección de Ofertas:** es un programa de computadora que ejecutará el EOR para seleccionar las ofertas de compra o venta de DT durante las respectivas subastas. El objetivo es seleccionar el conjunto de ofertas que cumpliendo con el PFS, maximizan el ingreso por compra-venta de DT. El planteo matemático y las fórmulas que se deben usar en este programa se presentan en el Anexo 11.

8(eee) **Red de Transmisión Regional (RTR):** La Red de Transmisión Regional es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los

intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional. En el Capítulo 5 de este Reglamento se establece la metodología para definir la RTR.

8(fff) **Reglamento de Transmisión (RT):** el presente Reglamento.

8(ggg) **Regulador Nacional:** Ente público nacional, responsable de la regulación del sector eléctrico en cada país.

8(hhh) **Renta de Congestión**: está asociada a un Vector de Potencia Inyectada, a un Vector de Potencia Retirada y a una determinada hora. Es la diferencia entre el producto escalar del Vector de Precios Nodales correspondiente a la hora determinada por el Vector de Potencia Retiradas, y el producto escalar del Vector de Precios Nodales correspondiente a la correspondiente a la misma hora por el Vector de Potencia Inyectadas. La potencia total inyectada, igual a la suma de los componentes del Vector de Potencia Inyectada, debe ser igual a la potencia total retirada, que es igual a la suma de las componentes del Vector de Potencia Retirada.

8(iii) **Servicio Auxiliar Regional (SAR):** un servicio que es requerido para lograr que la operación en Tiempo Real de la RTR cumpla con los parámetros técnicos que establecen los Criterios de Desempeño Mínimo.

8(jjj) **Servicio de Transmisión**: la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía.

8(kkk) **Sistema Eléctrico Regional (SER):** sistema eléctrico de América Central compuesto por la RTR, las redes nacionales que no forman parte de la RTR y los sistemas eléctricos de los Agentes.

8(lll) **Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional (SPTR):** es el conjunto de procedimientos que se detallan en el capítulo 13 de este Reglamento, que conducen a la identificación de ampliaciones del sistema de transmisión que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional. Adicionalmente el SPTR será el responsable de la identificación y actualización de la RTR.

8(mmm) **Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS)**: es un procedimiento, que a través de la resolución de un conjunto de ecuaciones e inecuaciones que representan el conjunto de los límites físicos de un vínculo (líneas o conjunto de líneas) de la RTR, permite definir el conjunto de DT que pueden asignarse en una subasta. Los DT son las variables de estas ecuaciones.

8(nnn) **Titular de un DT**: Es un Agente del MER o una Tercera Parte, persona física o jurídica que tiene los derechos y obligaciones asociadas a un DT.

8(ooo) **Titular de una Ampliación (de la RTR)**: Es una persona natural o jurídica que realizó de una Ampliación de la RTR o de una red nacional de los Países Miembros que resulta parte de la RTR, y que a tales efectos se le concede una autorización, permiso o concesión para la construcción y operación de la Ampliación.

8(ppp) **Transacción MER**: El conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la RTR, determinados por el EOR para cada hora del día siguiente en el predespacho regional.

8(qqq) **Transacción del Mercado Nacional:** El conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la red de transmisión de un país, determinado por el OS/OM nacional para cada hora del día siguiente en la fase de predespacho nacional, que corresponde a la satisfacción de la demanda nacional y no incluyen las Transacciones MER. Esta transacción puede causar flujos en elementos de la RTR ubicados en otros países (flujos circulantes) por lo que resulta responsable de CURTR (peaje y cargo complementario) tal como se definen en este Reglamento.

8(rrr) **Usuarios Directos**: Son Agentes que están conectados directamente a instalaciones de la RTR.

8(sss) **Usuarios Indirectos**: Son Agentes que se encuentren vinculados eléctricamente a la RTR a través de instalaciones de transmisión que no pertenecen a la RTR.

8(ttt) **Vector de Potencia Inyectada:** es un vector de una dimensión que establece para cada nodo de la RTR una determinada potencia que un Titular de DT inyecta o tiene un derecho asociado a esa inyección.

8(uuu) **Vector de Potencia Retirada**: es un vector de una dimensión que establece para cada nodo de la RTR una determinada potencia que un Titular de DT retira o tiene un derecho asociado a esa retiro.

8(vvv) **Vector de Precios Nodales**: es un vector de una dimensión que asigna para cada nodo de la RTR el precio nodal correspondiente a una determinada hora "h". El precio corresponde a los resultados del predespacho.

8(www) **Verificación Complementaria**: es un conjunto de estudios de flujos de carga que realiza el EOR con el propósito de verificar que la asignación de DT que surge de la PFS cumple con todas las restricciones identificadas de la RTR.

Artículo 9.- Las siguientes abreviaturas tendrán el significado indicado:

9(a)	**CRIE:**	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
9(b)	**CVT:**	Costos Variables de Transmisión
9(c)	**CF:**	Contraflujo
9(d)	**CURTR**:	Cargos por uso de la RTR
9(e)	**DF:**	Derechos firmes de transmisión
9(f)	**DFPP**:	Derechos financieros punto a punto
9(g)	**DT :**	Derechos de Transmisión.

9(h)	**EOR :**	Ente Operador Regional.
9(i)	**EPR :**	Empresa Propietaria de la Red.
9(j)	**GTRRT :**	Grupo de Trabajo de Reforma del Reglamento de Transmisión
9(k)	**MER :**	Mercado Eléctrico Regional.
9(l)	**RTR :**	Red de Transmisión Regional.
9(m)	**OS/OM**	Operador del Sistema y del Mercado de cada país miembro
9(n)	**PFS:**	Prueba de Factibilidad Simultánea
9(o)	**ROTC:**	Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER
9(p)	**SER :**	Sistema Eléctrico Regional
9(q)	**SAR:**	Servicio Auxiliar Regional
9(r)	**SPTR :**	Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional

4. MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

4.1. INTERPRETACIÓN DEL REGLAMENTO

Artículo 10.- La interpretación que la CRIE realice del presente Reglamento en su descripción y alcance deberá ser informada vía Resolución. La interpretación debe realizarse asegurando el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Tratado y en el presente Reglamento.

Artículo 11.- La CRIE podrá dar a la interpretación realizada el carácter de propuesta de ajuste al Reglamento de Transmisión.

Artículo 12.- Los nombres de los Capítulos (un numero) y Títulos (número. número) serán sólo informativos y no se deberán usar para la interpretación.

Artículo 13.- Las referencias a fechas deben interpretarse como la fecha indicada o el primer día laborable siguiente a esa fecha, en la sede del EOR, salvo indicación en contrario.

Artículo 14.- Los conceptos que son definidos en el Reglamento, cuando aparecen en mayúsculas deben interpretarse con el sentido dado en la definición.

4.2. RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Artículo 15.- La CRIE deberá expedir, mediante resolución, el procedimiento requerido para dirimir las controversias que surjan de la aplicación del presente Reglamento, tal como está expresado en el artículo 23 del Tratado.

Artículo 16.- El procedimiento de resolución de controversias que surjan de la aplicación del Reglamento de Transmisión será el establecido en la regulación regional, y en particular en el Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER

4.3. CUMPLIMIENTO DE LA REGULACIÓN Y SANCIONES

Artículo 17.- La CRIE tiene la potestad de imponer las multas y sanciones que establezcan los Protocolos por Incumplimiento del Tratado Marco y su reglamentación derivada, de acuerdo a lo establecido en su artículo 23, numeral h.

Artículo 18.- El régimen de infracciones y sanciones a aplicar será el establecido en el Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER y en el presente Reglamento.

4.4. CAUSAS QUE HABILITAN MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Artículo 19.- El presente Reglamento y sus Anexos podrán ser modificados para tomar en cuenta los cambios que surjan en el Servicio de Transmisión, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución y a los cambios tecnológicos que se produzcan. En la formulación y aprobación de modificaciones al Reglamento, la CRIE tomará en consideración los objetivos del MER, como está establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos.

Artículo 20.- El presente Reglamento y sus Anexos podrán ser modificados sobre la base de propuestas debidamente justificadas en uno o más de los siguientes motivos:

20(a) Existen situaciones que afectan a la RTR y que no fueron previstas en el presente Reglamento de Transmisión y sus Anexos.

20(b) La experiencia en la aplicación del Reglamento de Transmisión y sus Anexos demuestra que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos del Tratado Marco o de inconsistencias entre Reglamentos.

4.5. EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL RT

Artículo 21.- Anualmente la CRIE deberá realizar una evaluación de los resultados de la aplicación del Reglamento de Transmisión y sus Anexos, referido al objetivo de maximizar la eficiencia operativa, la expansión eficiente y la seguridad operativa del SER, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 23 inciso m del Tratado.

Artículo 22.- Antes del 30 de octubre de cada año la CRIE deberá recibir los siguientes informes con el análisis de la aplicación del presente Reglamento y sus Anexos y, de ser necesario, propuestas de modificación:

22(a) Informe del EOR sobre los resultados y problemas en la implementación y aplicación del Reglamento de Transmisión y sus Anexos, en particular lo referido a administración eficiente de la calidad del SER, eficiencia y seguridad y coordinación en la operación, restricciones activas en la red y su impacto en la operación, administración transparente del acceso no discriminatorio de nuevas demandas o

nueva generación. El EOR podrá presentar propuestas de modificación sobre la base de su conocimiento y experiencia en la administración jerarquizada del sistema, las circunstancias detectadas en la implementación del Reglamento y sus modificaciones y sus consecuencias en la operación del sistema.

22(b) Informes de los OS/OM o de Agentes Transmisores sobre problemas en la coordinación de la operación de la RTR e intercambios de información, conflictos por libre acceso, y todo otro problema o controversia que haya surgido en la aplicación o interpretación del Reglamento de Transmisión. Estos informes deberán enviarse a la CRIE con copia al EOR y a los OS/OM.

22(c) Propuestas de modificación del Reglamento de Transmisión y sus Anexos presentadas por los Agentes, los OS/OM, el EOR, la CRIE y en general por cualquier persona, entidad o institución interesada en proponer una modificación con causa justificada, cada propuesta contendrá específicamente la justificación de la misma e incluirá como mínimo una valoración del impacto de la propuesta sobre la calidad esperada del Servicio de Transmisión, sobre los Costos de Operación del MER y sobre los requerimientos futuros de nuevas conexiones y expansiones.

Artículo 23.- La CRIE evaluará las propuestas de modificación y, de considerar que una o más pueden justificar un ajuste al Reglamento de Transmisión, organizará un Grupo de Trabajo de Reforma del Reglamento de Transmisión (GTRRT), el cual deberá evaluar y desarrollar una propuesta o conjunto de propuestas de modificaciones al Reglamento. En caso que considere que una propuesta no amerita una modificación al Reglamento, deberá justificarlo, incluyendo las razones en una Resolución.

Artículo 24.- El GTRRT estará constituido con personal propio, y eventualmente con especialistas contratados o designados para tal fin y/o personal del EOR. La CRIE, al crear el GTRRT establecerá los plazos en que ese Grupo deberá expedir el Informe Preliminar, plazo de consultas y el plazo para producir el Informe Final.

4.6. EL DESARROLLO DE LAS MODIFICACIONES

Artículo 25.- El GTRRT llevará a cabo las siguientes tareas:

25(a) Elaborar un Informe Preliminar con su opinión sobre si existe o no la necesidad de la modificación y, de justificarse, su opinión sobre la o las propuestas de modificaciones.

25(b) Enviar el Informe Preliminar a consulta a los OS/OMs y el EOR, para que estos presenten sus observaciones.

25(c) Elevar a la CRIE el Informe Preliminar con las observaciones de los OS/OM y el EOR.

25(d) La CRIE definirá la conveniencia de la modificación en base al Informe Preliminar y las observaciones de los OS/OM y del EOR. En caso de desistir de la modificación deberá informarlo por Resolución, incluyendo en la misma las razones.

25(e) En caso que la CRIE haya considerado conveniente la modificación, el

GTRRT producirá un Informe Final de Modificación al Reglamento de Transmisión, incluyendo la redacción de las modificaciones sugeridas al Reglamento y su justificación. El Informe Final incluirá también la o las propuestas originales analizadas, las observaciones recibidas al Informe Preliminar identificando las sugerencias que no fueron aceptadas y el motivo del rechazo.

25(f) Elevar el Informe Final de Modificación a la CRIE

Artículo 26.- La CRIE podrá, de considerarlo conveniente por la magnitud de las modificaciones, convocar a una Audiencia Pública para recibir las observaciones y opiniones de las partes interesadas.

Artículo 27.- Luego del análisis del Informe Final de Modificación al Reglamento Transmisión, y las opiniones recibidas en la Audiencia, la CRIE decidirá la aprobación o rechazo a la modificación propuesta. En caso de rechazo deberá emitir una Resolución que incluya su propia evaluación de la propuesta de modificación y la descripción de los motivos que justifican el rechazo. La CRIE emitirá una Resolución con las modificaciones al Reglamento, pudiendo incluir ajustes a la propuesta de modificación previamente elaborada.

Artículo 28.- La modificación al Reglamento se hace efectiva desde el momento en que es publicada por la CRIE.

Artículo 29.- Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al Reglamento impide la realización del procedimiento definido desde el Artículo 23.- hasta el Artículo 28.- , realizará una modificación interina, con el propósito de que dicha modificación esté en efecto hasta el momento en que el procedimiento de revisión definido en los mencionados artículos pueda llevarse a cabo formalmente, el cual deberá completarse antes de seis meses de la entrada en vigencia de la modificación interina.

5. LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL

5.1. INSTALACIONES QUE CONFORMAN LA RTR

Artículo 30.- La Red de Transmisión Regional (RTR) es la red física en donde se desarrollará el MER y estará formada por todas aquellas instalaciones que sirven a los intercambios internacionales.

Artículo 31.- El Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional (SPTR), administrado por el EOR, será el responsable de la identificación y actualización de la RTR. Con tal propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes de la RTR.

Artículo 32.- La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las interconexiones con países no miembros, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC, y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el Artículo 33.- .

Artículo 33.- La definición de la RTR es utilizada para:

I. 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;

II. Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar DT;

III. Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables y/o controlables por el EOR;

IV. Establecer y calcular los CURTR y los CVT.

5.2. METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA RTR

Artículo 34.- La metodología de definición de la RTR contempla cinco pasos, tal como se describe en el Anexo 5:

I. Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y extraregionales y de las expansiones planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando esta entre en servicio;

II. Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las ofertas al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales;

III. La unión topológica de los elementos identificados en (I) y (II) por medio de líneas u otros elementos de transmisión;

IV. Identificación de otras líneas que, por un criterio de utilización determinado, deban también incluirse en la RTR.

V. El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos "I-IV" cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 35.- La identificación de la RTR se realiza en Noviembre de cada año y para ello se analiza un horizonte que abarca los 3 años siguientes. Para cada uno de los 3 años del horizonte se realizan los análisis de los pasos "I-V" del Artículo 34.- . Un elemento será agregado a la RTR cuando cumple con los criterios establecidos, en al menos uno de los años del horizonte. Un elemento será eliminado de la RTR si este no es seleccionado de acuerdo a los criterios establecidos en ninguno de los 3 años del horizonte. Las Ampliaciones Planificadas y las Expansiones a Riesgo a las que se le haya concedido un Ingreso Autorizado serán parte de la RTR desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.

Artículo 36.- El EOR determinará una RTR inicial utilizando la metodología descrita en el Artículo 34.- y el Artículo 35.- en base al estado del SER inmediatamente antes del inicio de la operación del MER.

6. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES TRANSMISORES

6.1. OBLIGACIONES DE LOS AGENTES TRANSMISORES

Artículo 37.- Un Agente Transmisor que provee el Servicio de Transmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades:

37(a) Operar sus instalaciones siguiendo estrictamente las instrucciones que imparta el OS/OM, en coordinación con el EOR, incluyendo cualquier maniobra que implique modificaciones a las transferencias de energía por sus líneas y demás equipos, excepto si ello pone en peligro la seguridad de las instalaciones, equipos y/o de su personal.

37(b) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el acceso abierto y no discriminatorio a sus instalaciones de parte de todos los Usuarios, a cambio del Ingreso Autorizado regional y los Cargos de Transmisión que les correspondan según los términos de la regulación vigente en su país.

37(c) Establecer la Capacidad de Transmisión de sus instalaciones dentro de la cual se puede prestar el Servicio de Transmisión respetando los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en este Reglamento y aquellos vigentes en su País.

37(d) Disponer los equipos de control y protección necesarios para evitar la propagación o mitigar los daños sobre sus propias instalaciones que pueden causar las fallas originadas en equipamientos pertenecientes a terceros, así como para evitar la propagación al resto de la RTR de las perturbaciones originadas en sus propias instalaciones o las de Agentes conectados a las mismas.

37(e) Permitir el acceso a sus instalaciones de los representantes y/o los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe el OS/OM correspondiente, el EOR y la CRIE, además de las obligaciones que en este sentido establezca la regulación nacional vigente en su País.

37(f) Presentar al OS/OM de su País el plan de mantenimiento de sus instalaciones, participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento que este organismo o el EOR convoque, y cumplir con los programas de mantenimiento que finalmente el EOR establezca.

37(g) Mantener adecuadas condiciones de seguridad física en todas sus instalaciones, siguiendo las normas definidas por los Reguladores Nacionales de cada País donde estas se localicen, y lo establecido en el presente Reglamento.

37(h) Identificar las instalaciones de los Usuarios conectados a sus instalaciones que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión a la RTR y notificarlo al OS/OM respectivo, quien a su vez deberá informar de inmediato al EOR.

37(i) Aceptar los descuentos a su Ingreso Autorizado por compensaciones que realice el EOR, de acuerdo al Régimen de Calidad del Servicio establecido en el Capítulo 9 de este Reglamento, o aquellas que estén establecidas por las regulaciones vigentes en cada País.

37(j) Cumplir en la operación y en el diseño de las instalaciones con todas las regulaciones ambientales y técnicas vigentes en su País, y con las que son establecidas en este Reglamento.

37(k) Presentar al EOR, la CRIE y los OS/OM, en tiempo y forma, toda información que estos requieran, siguiendo los criterios establecidos en este Reglamento y en la regulación vigente en cada País.

37(l) Suministrar, en tiempo y forma, al OS/OM de su País y, por intermedio de éste, al EOR la información requerida para el seguimiento del desarrollo y operación de las ampliaciones y conexiones a la RTR, y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo las funciones específicas de operación y administración asignadas al EOR y a los OS/OM, en el marco de lo establecido en el Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER.

6.2. DERECHOS DE LOS AGENTES TRANSMISORES

Artículo 38.- Los Agentes Transmisores tienen los siguientes derechos:

38(a) Percibir el Ingreso Autorizado de sus instalaciones, establecida de acuerdo a este Reglamento, y cuando corresponda, por las regulaciones nacionales.

38(b) Negarse a realizar una maniobra ante el requerimiento del OS/OM correspondiente y/o a desconectar instalaciones y/o equipamientos que a su juicio puedan afectar la integridad de los activos de transmisión que están bajo su responsabilidad o las instalaciones de la RTR en su conjunto. Con estos efectos deberá poner en conocimiento inmediatamente al EOR y al correspondiente OS/OM de su decisión explicitando debidamente los motivos que la justifican.

38(c) Solicitar al Regulador Nacional o a la CRIE que ordene la desconexión de equipamientos o instalaciones pertenecientes a terceros usuarios directos o indirectos que afecten el normal funcionamiento y/o la calidad de sus instalaciones por no cumplir con los estándares técnicos de diseño u operación.

38(d) Solicitar al Regulador Nacional o la CRIE que no autorice la conexión de nuevos equipamientos o nuevas instalaciones pertenecientes a terceros usuarios directos o indirectos que prevé afectaran el normal funcionamiento y/o la calidad de sus instalaciones por no cumplir con los estándares técnicos de diseño u operación.

38(e) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimientos y presentar observaciones al plan de mantenimientos que coordine el EOR o los OS/OM, y a recibir explicaciones sobre la modificación a sus propios planes de mantenimientos, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER.

38(f) Presentar observaciones al OS/OM sobre el predespacho o re-despachos regionales y/o maniobras coordinadas por el EOR y a recibir una respuesta de éste. La presentación de observaciones no releva al Agente Transmisor de cumplir las instrucciones emitidas por el EOR, excepto en los casos que al hacerlo afecte la seguridad e integridad de sus instalaciones.

38(g) Establecer la Capacidad de Transmisión de cada equipamiento y/o instalación de su propiedad y presentar al OS/OM respectivo, para la aprobación de éste y del EOR, los estudios que la fundamentan, los cuales se deben basar en los criterios que establezca el EOR. La Capacidad de Transporte en las instalaciones de la RTR será definida por el EOR conforme a los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en este Reglamento.

6.3. OBLIGACIONES DE LOS AGENTES GENERADORES Y CONSUMIDORES

Artículo 39.- Los Agentes Generadores y Consumidores tendrán las siguientes obligaciones en relación con el Servicio de Transmisión, en adición a aquellas establecidas en el ROCT:

39(a) Mantener condiciones de seguridad física adecuadas en sus instalaciones así como las condiciones técnicas que habilitaron su conexión. Cumplir con las regulaciones de su País y lo indicado en el presente Reglamento.

39(b) Efectuar, en tiempo y forma, los pagos de los CURTR y otros cargos establecidos en este Reglamento y en la regulación nacional del País donde se encuentra el punto de conexión.

39(c) Cumplir con todas las regulaciones nacionales y lo establecido en este Reglamento con relación al diseño de las instalaciones y el equipamiento de Conexión.

39(d) Suscribir los Convenios de Conexión que establezcan las regulaciones nacionales y aquellos establecidos en este Reglamento.

6.4. DERECHOS DE LOS AGENTES GENERADORES Y CONSUMIDORES

Artículo 40.- Los Agentes Generadores y Consumidores tendrán los siguientes derechos en su relación con el Servicio de Transmisión, en adición a aquellas establecidas en el ROCT:

40(a) Conectarse a las instalaciones de la RTR en uno o más nodos, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos este Reglamento y las regulaciones nacionales, efectuando los pagos que correspondan por el Servicio de Transmisión.

40(b) Que los cargos de transmisión que fije la regulación en cada País no sean discriminatorios con los Agentes de otros países.

40(c) Permanecer conectado a la RTR, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales establecidas en la regulación vigente en su País y las del presente Reglamento.

40(d) Definir, en forma conjunta con el Agente Transmisor a la que se encuentra directamente conectada, los Convenios de Conexión para la vinculación a la RTR, según lo establecido en este Reglamento.

40(e) Ser informados de los planes de mantenimiento de la RTR, presentar observaciones y solicitar modificaciones a esos planes cuando se vean afectadas las

condiciones de funcionamiento o seguridad operativa de las instalaciones de su propiedad.

40(f) Solicitar las adecuaciones de la RTR que permitan su conexión y/o cumplir con los Criterios de Desempeño Mínimo.

6.5. DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL EOR

Artículo 41.- Con relación al Servicio de Transmisión y en adición a aquellos establecidas en el ROCT, el EOR tendrá los siguientes derechos:

41(a) Ser la máxima autoridad operativa en cualquier estado del SER.

41(b) Adoptar las medidas que considere convenientes para la salvaguardia de la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, auditoria de las instalaciones de los Usuarios. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional.

41(c) Delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación.

41(d) Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo, ya sea por iniciativa propia a por solicitud de un OS/OM o Agente Transmisor.

41(e) Coordinar las investigaciones de eventos en el SER, solicitando a los Agentes y OS/OM que se han visto involucrados en éstas, las informaciones pertinentes, resultados de evaluaciones y análisis desarrollados.

41(f) Solicitar información a los OS/OM y los Agentes sobre cualquier evento o contingencia que ocurra en el SER.

41(g) Supervisar y validar las calibraciones propuestas para las protecciones y sistemas de control cuyos efectos involucren a más de un Usuario.

Artículo 42.- El EOR tendrá las siguientes obligaciones con relación al Servicio de Transmisión:

42(a) Asumir las responsabilidades por las decisiones que adopte.

42(b) Preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en este Reglamento, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento.

42(c) Preservar el balance entre generación y demanda durante las condiciones de operación normal y en emergencias, y coordinar las medidas necesarias para el restablecimiento de la RTR a continuación de estas últimas.

42(d) Realizar los estudios de sistemas de potencia que considere necesarios para determinar condiciones de operación seguras y límites de operación que permitan proteger el SER de situaciones de inestabilidad, estando comprendidas aquellas situaciones especiales correspondientes a contingencias múltiples de baja probabilidad de ocurrencia, asegurando el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo.

42(e) Informar a los OS/OM y a los Agentes sobre los resultados de la gestión de la operación.

42(f) Elaborar informes sobre los eventos que se producen en la RTR, en coordinación con los OS/OM.

42(g) Controlar y asegurar el cumplimiento de las regulaciones que aseguran el libre acceso a la RTR.

42(h) Informar a la CRIE sobre cualquier incumplimiento del presente Reglamento.

7. COORDINACIÓN DEL LIBRE ACCESO

7.1. CRITERIOS GENERALES

Artículo 43.- Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso para los Agentes, de conformidad con lo establecido en el Artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

7.2. CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DE LA RTR

Artículo 44.- La Capacidad de Transmisión de las instalaciones de la RTR será determinada para cada uno de los Escenarios posibles de funcionamiento del MER. En todos estos Escenarios posibles serán establecidos por el EOR, se debe asegurar el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el Capítulo 19.2 de este Reglamento y en las regulaciones del País donde se ubican las instalaciones.

Artículo 45.- EL EOR desarrollará un Documento donde establecerá los criterios que deberán seguir los Agentes Transmisores para el cálculo de la Capacidad de Transmisión de sus instalaciones correspondientes a sus límites térmicos y las posibilidades de sobrecargas.

Artículo 46.- Los Agentes Transmisores deberán presentar sus evaluaciones de la Capacidad de Transmisión de sus instalaciones a los OS/OM y al EOR, quien finalmente adoptará la Capacidad de Transmisión que corresponda a cada Escenario, asegurando el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el presente Reglamento. El EOR deberá respetar las Capacidades de Transmisión que resultan de los límites térmicos de los conductores o equipos, calculadas según los criterios a que se hace referencia en el Artículo 45.- , pero podrá establecer límites menores para que se respeten todos los Criterios de Desempeño Mínimo.

7.3. ACCESO A LA RTR DE AGENTES GENERADORES

Artículo 47.- Los Agentes Generadores tendrán derecho a conectarse directa o indirectamente a la RTR una vez cumplidos los requisitos técnicos y ambientales establecidos en la regulación Regional y en la regulación de cada país donde se ubique su planta. El uso de la RTR por parte de los Agentes Generadores, una vez conectados, será el que resulte del predespacho, redespacho o despacho económico realizado por el EOR en coordinación con los correspondientes despachos de los países que realiza cada OS/OM.

7.4. ACCESO A LA RTR DE AGENTES CONSUMIDORES

Artículo 48.- Todos los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MER tienen los siguientes derechos de acceso:

48(a) Igual prioridad de acceso a la RTR cuando exista capacidad de transmisión para ser abastecida en condiciones normales.

48(b) La conexión de nuevas demandas no podrá ocasionar que no se cumplan los Criterios de Desempeño Mínimo. Por lo tanto, el EOR podrá limitar el abastecimiento a las demandas que no afecten el cumplimiento de estos criterios.

48(c) En caso de que una nueva demanda no pueda ser abastecida por el mercado nacional en forma simultánea con la demanda existente, se seguirán los criterios que establezca la regulación del País donde la nueva demanda se conecte. En este caso la demanda no satisfecha puede ser informada al MER por medio de ofertas de precios y cantidades tal como se prevé en el ROTC, identificando la demanda nueva. Las demanda será abastecida por el MER siguiendo los procedimientos del despacho económico regional. Si dicha demanda no puede ser abastecida por el MER, se dará prioridad a aquellas declaradas como existentes. Mientras subsista esta situación, la CRIE podrá impedir que la nueva demanda participe en compras de DT.

7.5. PROCEDIMIENTO PARA EL ACCESO A LA RTR

7.5.1. PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD DE CONEXION

Artículo 49.- Los Agentes de los países que se encuentren conectados a las redes de sus países o que tengan solicitudes de Conexión aprobadas por sus Reguladores Nacionales en la fecha de vigencia de este Reglamento quedarán automáticamente habilitados para operar en el MER. No obstante deberán cumplir con los requerimientos que le impone este Reglamento y el ROTC.

Artículo 50.- Los Agentes que partir de la vigencia del Reglamento, requieran conectarse directamente a la RTR haciendo uso del derecho que establece el Artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, deberán tramitar una Solicitud de Conexión de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento. La Solicitud de Conexión deberá anexar una constancia del cumplimiento de los requerimientos de conexión que establece la regulación de cada país, o de haber iniciado el correspondiente trámite. La aprobación de esta Solicitud es requisito para autorizar la conexión física y realizar la suscripción del respectivo Convenio de Conexión. La aprobación será realizada por la CRIE con la opinión del Agente Transmisor, el EOR y el OS/OM del

País donde se realice la conexión.

Artículo 51.- El trámite de autorización de la Conexión deberá seguir los procedimientos establecidos en el presente Reglamento, debiendo realizar el procedimiento y cumplir los requisitos de la Regulación Nacional.

Artículo 52.- El Agente que desee conectarse deberá presentar a la CRIE la Solicitud de Conexión con toda la documentación requerida, con copias al EOR, al Agente Transmisor y al OS/OM del respectivo País.

Artículo 53.- Cuando sea necesario disponer de una Autorización, Permiso o Concesión correspondiente a las instalaciones que se pretende conectar a la RTR, conforme los requisitos que establece la regulación del país donde se materializa al acceso, el Agente deberá presentar una constancia de que se encuentra gestionando las mismas, emitido por la autoridad que las otorga. Para la aprobación de la Solicitud es requisito que la autoridad nacional haya otorgado la correspondiente Autorización, Permiso o Concesión.

Artículo 54.- La Solicitud de Conexión deberá ser acompañada de los estudios técnicos y ambientales, que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales, las normas técnicas de diseño mencionados en el Título 19.1 de este Reglamento y los Criterios de Desempeño Mínimo y lo establecido en la regulación vigente en el País donde tiene lugar el acceso. Dichos estudios y demás consideraciones deberán seguir los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 21 de este Reglamento.

Artículo 55.- Los estudios técnicos mencionados en el Artículo 54.- serán realizados por el Agente. El EOR deberá suministrarle toda la información necesaria para desarrollar estos estudios.

Artículo 56.- La CRIE encomendará al EOR el análisis técnico de la Solicitud. El EOR deberá evaluar los estudios técnicos e informar a la CRIE y al Agente de las conclusiones, así como de los eventuales cambios o adecuaciones que deberá realizar para que las nuevas instalaciones cumplan con las normas técnicas de diseño mencionados en el Título 19.1, con los Criterios de Desempeño Mínimo y con los demás requerimientos que se establecen en el artículo Capítulo 19 de este Reglamento.

7.5.2. EVALUACIÓN DE LA SOLICITUD DE CONEXION

Artículo 57.- El Agente, de acuerdo a lo previsto en el Artículo 57.- de este Reglamento, deberá incluir en la Solicitud los estudios de la RTR, según los requerimientos del capitulo 20 de este Reglamento. Los resultados de los estudios deberán demostrar que:

I. Las nuevas instalaciones no afectarán de manera adversa a las instalaciones del Agente Transmisor propietario de las instalaciones a las cuales requiere conectarse, no representar un riesgo para la operación del sistema ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad física de dichas instalaciones.

II. La RTR operará dentro de los parámetros que fijan los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el capítulo 19 del presente Reglamento.

Artículo 58.- El EOR, en consulta con el Agente Transmisor propietaria de las

instalaciones a las cuales requiere conectarse, deberá analizar la Solicitud de Conexión y verificar lo siguiente:

58(a) El diseño y las especificaciones de las instalaciones cumplen con las normas técnicas de diseño mencionados en el Título 19.1 y los Criterios de Desempeño Mínimo

58(b) El informe presentado por el Agente Transmisor sobre el cumplimiento de las condiciones especificadas por las regulaciones de la País donde tendrá lugar la conexión. De no recibirse comentarios del Agente Transmisor en un plazo de quince días, el EOR asumirá que este no tiene comentarios.

Artículo 59.- Dentro de los veinte días de recibidos los Estudios de la RTR, el EOR enviará un informe a la CRIE, con copia a los OS/OM involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación con la aprobación o rechazo de la Solicitud de Conexión. Este informe será realizado teniendo en cuenta la opinión del Agente Transmisor y el correspondiente OS/OM, y deberá estar acompañados de la correspondiente fundamentación y evaluación técnica, así como de las correcciones que el Agente deberá introducir a los estudios o al proyecto para que pueda ser aprobado. De no recibir la notificación dentro de dicho plazo, la CRIE considerará que el EOR no tiene comentarios sobre los Estudios de la RTR presentados por el Agente.

Artículo 60.- La CRIE, en consulta con el Regulador Nacional que corresponda deberá aceptar u observar la Solicitud de Conexión en un plazo máximo de quince días, contados a partir de la fecha de recepción del informe del EOR.

Artículo 61.- Si no existen observaciones, la CRIE aprobará la Solicitud de Conexión. Cuando existan observaciones de alguna de las partes, la CRIE deberá evaluar los informes recibidos y en función de ello verificar en un plazo no mayor de quince (15) días el cumplimiento de las condiciones necesarias para la Conexión y notificar su decisión a las partes intervinientes. La falta de pronunciamiento en término será interpretada como la aceptación de la Solicitud.

Artículo 62.- En el caso que la recomendación de rechazo por el EOR se fundamente en aspectos que puedan subsanarse con estudios adicionales, o que no fueron contemplados en los estudios, discrepancias de resultados entre los estudios y los ensayos del sistema de potencia, y/o fallas de diseño o especificaciones inaceptables, el Agente podrá realizar una presentación complementaria para subsanar estas deficiencias. Dicha presentación deberá estar acompañada de los estudios que justifiquen sus conclusiones y/o los pasos necesarios para corregir los desvíos observados. La presentación complementaria estará sujeta a idénticos criterios de evaluación para su aprobación que los aplicados a la Solicitud de Conexión. La presentación complementaria podrá ser efectuada en el plazo que considere conveniente el Agente, y repetida tantas veces como sea necesario hasta lograr la aprobación.

Artículo 63.- Si la recomendación de rechazo por el EOR se basa en que los resultados de los estudios muestran que la nueva instalación produce un deterioro de la calidad del servicio en la RTR que implique que no se cumplirían con los Criterios de Desempeño Mínimo, se deberá informar al Agente, el cual podrá presentar una nueva Solicitud de

Conexión introduciendo las adecuaciones necesarias a su proyecto, incluyendo las instalaciones de conexión, para subsanar los aspectos observados por el EOR. La presentación de nuevas Solicitudes de Conexión podrá ser efectuada en el plazo que considere conveniente el Agente, y repetida tantas veces como sea necesario hasta lograr la aprobación.

Artículo 64.- Si la recomendación de rechazo se sustenta en que la nueva instalación incrementa la potencia de cortocircuito en una o más subestaciones de la RTR o de las redes nacionales por encima del nivel de los interruptores existentes, el EOR deberá presentar realizar un estudio con recomendaciones sobre si: (1) es conveniente el cambio de los mismos debido a que permitirá en el futuro nuevas conexiones que considera probables; (2) los nuevos interruptores serán usados solamente por el interesado. En el primer caso, deberá recomendar un procedimiento para el cambio de los interruptores, estimando la parte del costo que debería quedar a cargo del Agente. En el segundo caso deberá recomendar el rechazo del proyecto del Agente, el cual deberá incluir para ser aprobado el cambio de los interruptores necesarios para mantener la seguridad de la RTR.

7.5.3. AUTORIZACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

Artículo 65.- La puesta en servicio de una Conexión será autorizada por el EOR, en consulta con el OS/OM y el Agente Transmisor cuando el Agente ha cumplido con lo siguiente:

65(a) Ha obtenido la Autorización, Permiso, o Concesión del Regulador Nacional necesaria de su proyecto a la RTR, así como la aprobación de la conexión por parte de la CRIE. Las actividades que se desarrollarán en el resto de las etapas previas a la puesta en servicio, descritas en el presente artículo, no podrán ser motivo de restricción al acceso, excepto que el Interesado no cumpla con los requerimientos necesarios para autorizar la Conexión establecidos en el presente Reglamento y los Documentos que elabore el EOR.

65(b) Aprobación del diseño técnico de detalle de la conexión, para lo cual el Agente que solicita la Conexión deberá definir las características del equipamiento a instalar. Este diseño técnico será evaluado por.

I. El Agente Transmisor correspondiente.

II. EL EOR basándose en las recomendaciones del Agente Transmisor y evaluaciones propias, elaborará un informe con recomendaciones a la CRIE.

III. La CRIE

La CRIE dará la aprobación final al diseño de detalle basándose en las recomendaciones del EOR.

65(c) Aprobación del diseño y parametrización de los sistemas de control y protecciones, para lo cual el Agente que solicita la Conexión, en coordinación con el EOR, y previamente a la puesta en servicio, realizará los estudios técnicos necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como es el caso, de los sistemas de estabilización, las características de la excitación, las curvas de

capacidad, los sistemas de compensación, los mecanismos de control de las perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo. Estos estudios y los correspondientes ajustes deberán ser evaluados por el EOR en consulta con el respectivo OS/OM.

65(d) Firma del Convenio de Conexión con el Agente Transmisor, de acuerdo a lo previsto en este Reglamento.

65(e) Los ensayos de campo requeridos para comprobar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a los Documentos que establezca el EOR.

65(f) Todos los estudios descritos en este artículo deberán seguir los criterios que se detallan en el Capítulo 21 de este Reglamento.

7.6. CONVENIOS DE CONEXIÓN

Artículo 66.- Los Agentes que a la vigencia del presente Reglamento están directa o indirectamente conectados a la RTR, y para sus instalaciones existentes a esa fecha no necesitan realizar un nuevo Convenio de Conexión para operar en la RTR.

Artículo 67.- Para que un Agente pueda conectar una nueva instalación a la RTR, deberá contar en cada punto de conexión con un Convenio de Conexión (el Convenio) a suscribir con el Agente Transmisor a cuyas redes conectará físicamente sus instalaciones para entregar y/o recibir energía a través de la RTR. Dicho Convenio incorporará los aspectos legales, técnicos y económicos que, como derechos y obligaciones, deben ser observados por las partes dentro del marco legal del sector eléctrico nacional, del presente Reglamento y de las normas técnicas de diseño mencionados en el Título 19.1 de este Reglamento y los Criterios de Desempeño Mínimo. El Convenio de Conexión deberá registrarse en el OS/OM correspondiente y, por medio de éste en el EOR, para posteriormente ser denunciado ante la CRIE y al Regulador Nacional respectivo. El contenido del Convenio se deberá basar en el listado que se presenta en el Anexo 7 de este Reglamento.

Artículo 68.- El EOR deberá elaborar en un plazo de 3 meses a partir de la vigencia de este Reglamento el modelo de "Convenio de Conexión de la RTR", según las pautas establecidas en este título 7.6 de este Reglamento y el listado de temas que se incluye en el Anexo 7.

Artículo 69.- En el caso que un Agente no logre acordar los términos del Convenio con el correspondiente Agente Transmisor, una o ambas partes podrán recurrir ante la CRIE, aportando toda la documentación respectiva que obre en su poder, fundamentando las razones de la falta de acuerdo. La CRIE determinará las condiciones de conexión y uso que serán de aplicación obligatoria para las partes.

Artículo 70.- Cada Convenio tendrá validez por tiempo indefinido, pero podrá dejar de ser válido si el Agente deja de cumplir con las obligaciones que surgen del respectivo Convenio, o bien si el Agente Transmisor debe introducir modificaciones técnicas en las instalaciones de conexión que hagan inviable la aplicación del Convenio de Conexión

vigente.

Artículo 71.- El Agente Transmisor sólo podrá permitir la puesta en servicio de una nueva conexión luego de que el usuario haya firmado el correspondiente Convenio de Conexión. Del mismo modo, el OS/OM no autorizará la conexión de nuevas instalaciones de un Agente a operar en la RTR hasta tanto el Agente Transmisor a la cual se conecta le notifique que el Agente ha firmado el Convenio de Conexión.

Artículo 72.- Cualquier aspecto específico o particular concerniente a la conexión que requiera ser acordado en el Convenio de Conexión, y que no esté incluido en el modelo que desarrolle el EOR, será podrá ser libremente acordado por las partes, siempre y cuando no contradiga lo establecido en el presente Reglamento. Un Agente Transmisor no puede obligar a un Agente a aceptar un Convenio de Conexión que no cumpla con lo establecido en este Reglamento.

Artículo 73.- En caso de que un Convenio de Conexión deba dejar de ser válido por darse alguna de las condiciones previstas en el Artículo 70.- , el Agente tendrá un plazo razonable establecido por el Agente Transmisor para corregir los incumplimientos o sino las partes tendrán sesenta días para acordar uno nuevo. Durante dicho plazo, y a los efectos de dar continuidad a la operación, seguirá vigente lo establecido en el Convenio de Conexión. En caso que el Agente no corrija el incumplimiento en el plazo establecido, entonces el Agente Transmisor podrá solicitar a la CRIE la desconexión del Agente.

Artículo 74.- Extinguido el plazo de sesenta días señalado en al artículo anterior sin que se haya acordado un nuevo Convenio de Conexión, la CRIE determinará, de oficio o a pedido de una de las partes, o del OS/OM y el EOR, las condiciones de conexión y uso que serán de aplicación obligatoria para las Partes.

8. COORDINACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR

8.1. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN Y BASE DE DATOS REGIONAL

Artículo 75.- El EOR, en consulta con los OS/OM, realizará periódicamente evaluaciones de seguridad operativa y análisis de eventos, tales como fallas, anormalidades, incidentes o perturbaciones, ocurridas en la RTR. Para estas evaluaciones utilizará simuladores especializados del sistema de potencia y la información disponible en la Base de Datos Regional que administra y mantiene. La Base de Datos Regional es la descrita en el ROTC, Título 2.4 - “Base de Datos Regional”.

Artículo 76.- Los Agentes, en su carácter de usuarios de las informaciones de la Base de Datos Regional, deberán contribuir a su integración aportando al EOR y/o los OS/OM respectivos, las informaciones técnicas que se les soliciten, cumpliendo con este requerimiento en los plazos y condiciones que se les estipulen.

Artículo 77.- El EOR requerirá a los Agentes Generadores y Consumidores, OS/OM y Agentes Transmisores la información necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional. La información técnica que solicitará para la integración de la Base de Datos Regional se refiere a los parámetros técnicos de los equipamientos de la RTR, otra

información necesaria para la realización de los estudios de planificación detallados en el Capítulo 13 de este Reglamento y de la operación de la red eléctrica, análisis de eventos ocurridos en la RTR, cuyas características y detalles están descritos en el Título 6.3.4 – Información a Contener – Base de Datos Regional Operativa, del ROTC.

Artículo 78.- En el Anexo 3, "Requisitos de Supervisión, Control y Comunicaciones" del ROTC se detallan los requerimientos mínimos de comunicación para la operación en tiempo real de las que deberá disponer cada Agente Transmisor, Agente Generador o Agentes Consumidor.

8.2. ESTUDIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RTR

Artículo 79.- A los efectos de dar previsibilidad a la operación de la RTR y garantizar que la misma se encuadre dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en este Reglamento, el EOR deberá realizar evaluaciones periódicas de seguridad operativa con un horizonte de corto y mediano plazo, destinadas a verificar que la operación se desenvolverá dentro del estricto cumplimiento de las exigencias establecidas por los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 80.- Los OS/OM y los Agentes Transmisores participarán de los grupos de trabajo regionales que convoque el EOR realizar estudios de seguridad operativa o investigar las causas de eventos ocurridos en el ámbito de la RTR, aportando informaciones propias, resultados de estudios y evaluaciones propias y/o asesoramiento de expertos.

Artículo 81.- Los tipos de estudios de la seguridad operativa que deberá realizar el EOR serán aquellos descritos en el Título 6.7.11 "Estudios Eléctricos de Mediano Plazo" del Título "Planeación de la Operación" del ROTC.

Artículo 82.- Los elementos e informaciones que se deberán tener en cuenta en estos estudios son aquellos descritos en el Título 6.7.12 "Información"- "Estudios Eléctricos de Mediano Plazo" del Título "Planeación de la Operación" del ROTC, los que deberán estar disponibles en la Base de Datos Regional.

Artículo 83.- Los resultados obtenidos en los estudios de seguridad operativa se documentarán en informes técnicos, que estarán a disposición de los OS/OM, los Agentes Transmisores y demás Agentes del MER, cuyo alcance se encuadrará en lo estipulado para la RTR en el Título 6.7.14.1 inciso (b) "Seguridad Operativa" – "Informe de resultados"- "Planeación de la Operación" del ROTC.

8.3. CRITERIOS PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Artículo 84.- La operación de la RTR deberá gestionarse cumpliendo de los Criterios de desempeño Mínimo tal como se detallan en el Título 19.2.10 de este Reglamento.

Artículo 85.- Los OS/OM deberán garantizar el estricto cumplimiento de los requisitos establecidos en las normas técnicas de diseño y los Criterios de Desempeño Mínimo en todas las instalaciones de la RTR, o en aquellas de su país que pudieran afectar el desempeño de la RTR. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación de la RTR, los OS/OM ordenarán su

desconexión.

8.4. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS

Artículo 86.- El EOR, en consulta con los OS/OM, deberá elaborar un Plan de Operación en Contingencia, que consistirá en lineamientos sobre acciones a desarrollar y consultas, que le permita hacer frente a los estados operativos de emergencia derivados de contingencias en el ámbito de la RTR que comprometa los Criterios de Desempeño Mínimo definidos en este Reglamento.

Artículo 87.- El Plan de Operación en Contingencia procurará que en cada caso se desarrollen las operaciones y acciones necesarias para restablecer la RTR a su estado operativo normal en el menor tiempo posible, junto con las acciones de coordinación operativa que deberán llevarse a cabo entre el EOR y los OS/OM.

Artículo 88.- El EOR deberá informar a la CRIE el Plan de Operación en Contingencia elaborado.

Artículo 89.- , El EOR desarrollará las acciones necesarias para la implementación del Plan de Operación en Contingencia.

8.5. INFORMACIÓN DE EVENTOS

Artículo 90.- Toda vez que ocurra un evento en instalaciones de la RTR: (1) el OS/OM deberá realizar un informe de los eventos ocurridos como así también de las medidas adoptadas y acciones inmediatas llevadas a cabo para el pronto restablecimiento de la RTR, siguiendo los criterios y formatos definidos el Título 6.11 del RORT “Reportes de Eventos, Informes Operativos y de Disponibilidad de la RTR” (2) el Agente Transmisor involucrado deberá informar al OS/OM que corresponda, de su análisis de los eventos ocurridos y de las acciones realizadas; (3) el OS/OM informará a su vez el EOR.

Artículo 91.- El o los OS/OM involucrados en el evento deberá elaborar los siguientes informes de eventos

91(a) Un primer informe resultante del análisis en tiempo real, detallando la secuencia de eventos ocurrida, instalaciones que se vieron afectadas por el incidente, consecuencias sobre el SER (pérdida de suministro, indisponibilidad de instalaciones, protecciones actuadas, etc.), acciones inmediatas para devolver a la RTR a su estado de operación normal, diagnóstico preliminar de las causas probables del evento. Este informe deberá ser enviado al EOR a la mayor brevedad posible de ocurrido incidente para que éste tome las acciones que considere más apropiadas al caso.

91(b) Un informe con los resultados del análisis preliminar del evento, el que deberá ser elevado al EOR para su conocimiento en los plazos estipulados en el numeral 6.11.4.1 inciso (b) del Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER.

91(c) Un informe con los resultados del análisis final del evento, el que deberá ser elevado al EOR para su conocimiento y aprobación dentro de los doce (12) días

hábiles de ocurrido el evento.

Artículo 92.- En el caso que el informe de análisis final del evento no sea aprobado por el EOR, este enviará al OS/OM los comentarios y observaciones correspondientes, para que en el término de siete días hábiles siguientes al rechazo se remita al EOR una nueva versión corregida para su aprobación.

Artículo 93.- Si como conclusión del informe de análisis final del incidente se desprende que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control de la RTR, el Agente Transmisor involucrado deberá informar al EOR el cronograma de las acciones preventivas y/o correctivas a tomar para subsanar los defectos. Dentro de los diez días hábiles posteriores a los plazos indicados en el cronograma ésta deberá enviar al EOR y al respectivo OS/OM un nuevo informe detallando medidas preventivas y/o correctivas practicadas.

Artículo 94.- Como resultado de los análisis realizados por el EOR sobre los informes aportados por el OS/OM, podrá decidir llevar a cabo una auditoria técnica a las instalaciones del Agente Transmisor involucrado, ya sea por sí mismo o delegando esta misión en uno o más OS/OM. El Agente Transmisor deberá brindar acceso a sus instalaciones, aportar las informaciones que le fueran requeridas y cumplir con las recomendaciones que le formulen el EOR o los OS/OM para evitar la repetición del incidente o mitigar sus efectos.

8.6. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN ANTE PERTURBACIONES O DESCONEXIONES

Artículo 95.- En estado operativo normal, las maniobras de desconexión y conexión de instalaciones y equipos de la RTR serán coordinadas con el EOR siguiendo los pasos estipulados en el numeral 6.5 del Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER.

Artículo 96.- Cuando en la operación en tiempo real se deba hacer frente a estados de operación en emergencia en la RTR, cada OS/OM y los Agentes Transmisores deberán aplicar el Plan de Operación en Emergencia, procediendo con las medidas y acciones de coordinación establecidas aplicables en el estado operativo en consideración.

Artículo 97.- Cuando la pérdida de uno o más elementos de transmisión da lugar a una restricción en la capacidad de transporte de la RTR, el Agente Transmisor involucrado deberá alertar al OS/OM y al EOR de esta situación, de manera que éste coordine en conjunto con los OS/OM respectivos, las eventuales operaciones de redespacho destinadas a adecuar las condiciones de operación a las restricciones existentes, para así restablecer los parámetros definidos en los Criterios de Desempeño Mínimo del SER a los valores definidos para el estado operativo normal.

Artículo 98.- En el caso que ocurran pérdidas totales de generación y carga en una o más áreas del SER que están vinculadas por medio de la RTR, el EOR coordinará y supervisara las operaciones de restablecimiento de la red con los OS/OM que se hubieran visto afectadas. Cada OS/OM en coordinación con los respectivos Agentes Transmisores Nacionales procederá a recuperar su propia red y lograr el balance entre generación y demanda en forma prioritaria, para a continuación, coordinar con el EOR las operaciones

de sincronización de sus redes hasta integrar completamente la RTR. El EOR será el encargado de supervisar continuamente el proceso de restablecimiento parcial de la RTR.

8.7. INSPECCIONES Y ENSAYOS

8.7.1. INSPECCIONES

Artículo 99.- El OS/OM, el EOR y/o la CRIE podrán en cualquier momento decidir la inspección de los equipos de un Agente, cuyas instalaciones estén conectadas a la RTR, con los siguientes objetivos:

99(a) Verificar el cumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento;

99(b) Investigar cualquier peligro potencial a la seguridad operativa y física del SER;

99(c) Verificar el cumplimiento de rutinas periódicas de inspección o mantenimiento de equipos críticos para la seguridad de la RTN.

Artículo 100.- Cualquier Agente Transmisor podrá requerir al respectivo OS/OM en cualquier momento la inspección de los equipos de un Agente cuyas instalaciones estén conectadas a las propias, en caso de existir sospechas razonables de peligro potencial a la seguridad de sus instalaciones por incumplimiento de alguna de los artículos del presente Reglamento por parte del Agente.

Artículo 101.- El OS/OM respectivo, sea en forma directa o a solicitud del EOR o del Agente Transmisor, notificará al Agente la intención de inspeccionar sus instalaciones, notificación que deberá efectuarse con una anticipación no inferior a dos días hábiles, indicando expresamente:

101(a) Nombre de las personas que lo representarán, quienes deberán estar adecuadamente calificadas

101(b) Día y hora de la inspección y duración esperada

101(c) Detalle de las causas de la inspección.

Artículo 102.- Ningún Usuario podrá negar el ingreso a sus instalaciones de los representantes del OS/OM o del Agente Transmisor con instalaciones conectadas a las suyas para llevar a cabo una inspección.

Artículo 103.- El OS/OM asegurará que la inspección se desarrollará dentro de los siguientes lineamientos:

103(a) no se causarán daños a los equipos del usuario;

103(b) el estacionamiento o almacenamiento de equipos, vehículos o materiales necesarios tendrá carácter temporal;

103(c) sólo se producirán las interferencias imprescindibles;

103(d) se cumplirán todos los requisitos razonables del Agente en materia de

seguridad, salud y normas laborales;

103(e) se cumplirán todas las normas internas del Agente relativas a permisos de trabajo y disponibilidad de los equipos, siempre que no sean utilizadas para demorar el acceso.

Artículo 104.- El Usuario inspeccionado deberá designar una persona calificada para acompañar al representante del OS/OM durante su permanencia en las instalaciones.

Artículo 105.- Los costos de la inspección efectuada por el OS/OM estarán enteramente a su cargo o del Agente Transmisor que solicitó la inspección, salvo que durante la misma se detectaran las deficiencias que originaron la inspección, en cuyo caso los costos quedarán a cargo del Agente.

8.7.2. ENSAYOS EN PUNTOS DE CONEXIÓN

Artículo 106.- Cuando el OS/OM, ya sea en forma directa o a pedido del EOR o de un Agente Transmisor, tuviera suficientes elementos de juicio para considerar que alguno de los equipos de un Agente no cumple con las disposiciones del presente Reglamento en su punto de conexión, podrá solicitarle por escrito la ejecución de ensayos sobre los equipos mencionados.

Artículo 107.- El Agente así notificado deberá ejecutar los ensayos requeridos en fecha a convenir con el solicitante.

Artículo 108.- Ambas partes deberán adoptar todas las medidas razonables para cooperar en la ejecución de los ensayos.

Artículo 109.- Los costos de los ensayos estarán a cargo del OS/OM o de la parte que se los haya requerido, salvo que su resultado indicara que los equipos no cumplieran con los requisitos establecidos en el presente Reglamento, en cuyo caso los costos quedarán enteramente a cargo del Usuario.

Artículo 110.- El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que la parte solicitante deberá minimizar. El tiempo de ejecución no será computado como indisponibilidad del equipo ensayado a los efectos de la aplicación del Régimen de Calidad del Servicio.

Artículo 111.- Los ensayos deberán efectuarse según los procedimientos a acordar entre las partes, las cuales no deberán negar o demorar ese acuerdo sin razón válida. Si no se obtuviera acuerdo entre las partes, los procedimientos serán establecidos por el OS/OM conforme a las prácticas usuales.

Artículo 112.- El OS/OM deberá asegurarse de que los ensayos sean ejecutados por personal idóneo y cuenten con la experiencia necesaria.

Artículo 113.- La parte que no realice los ensayos podrá designar un representante para presenciarlos, lo cual deberá ser permitido por la otra parte.

Artículo 114.- La parte que realice los ensayos deberá:

114(a) Informar con suficiente anticipación al EOR, el OS/OM y ejecutarlos en el

horario que éstos autoricen;

114(b) Presentar a la otra parte, en un tiempo razonable, los resultados y todo otro informe relativo a ellos;

114(c) Conectar sus instrumentos de ensayo o control a los equipos operados por la otra parte o requerir que ésta conecte los suyos;

8.7.3. ENSAYOS EN UNIDADES GENERADORAS Y EQUIPOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 115.- La verificación por ensayo del comportamiento de las unidades generadoras y equipos de transmisión podrá ser requerida en los siguientes casos:

115(a) A solicitud del OS/OM, ya sea en forma directa o a solicitud del EOR, en cualquier momento y sujeto a no afectar significativamente el funcionamiento del SER, para confirmar los valores de las características y parámetros operativos declarados por el Agente Generador o Agente Transmisor;

115(b) A solicitud del OS/OM, ya sea en forma directa o a solicitud del EOR, en base al monitoreo de su comportamiento en la operación, de existir sospechas razonables de que un equipo no pudiera cumplir con las características operativas declaradas por un Agente Generador que lo habilitan a prestar servicios auxiliares, incluyendo entre éstas, su capacidad para arrancar en forma autónoma (arranque en negro), cumplir con las funciones de regulación de frecuencia y voltaje;

115(c) A solicitud del Agente Generador o Transmisor, una vez corregido el problema que hubiera obligado a una modificación temporaria de alguna característica operativa.

Artículo 116.- El Agente que solicite un ensayo deberá presentar su solicitud al OS/OM, el que deberá notificarlo al EOR, indicando:

116(a) Fecha más temprana en la cual podrá iniciarse el ensayo, la cual deberá ser como mínimo posterior en tres días hábiles a la fecha de la solicitud;

116(b) Metodología del ensayo e instrumental a utilizar

116(c) Identificación del equipo a ensayar;

116(d) Características operativas a ensayar;

116(e) Valores de las características operativas que deberán verificarse.

Artículo 117.- Los ensayos deberán ser efectuados por una empresa independiente y calificada por el EOR de acuerdo a normas establecidas en un Documento, salvo que éste acepte su ejecución por parte del Agente.

Artículo 118.- El costo de los ensayos ejecutados por una empresa independiente será pagado por la parte solicitante. No obstante, si el resultado de un ensayo requerido por el OS/OM indicara que el equipo no puede cumplir con las características declaradas que lo habilitan a suministrar algún servicio auxiliar, su costo estará a cargo del Agente.

Artículo 119.- El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que el OS/OM y el EOR deberán minimizar. El tiempo de ejecución del ensayo no será computado como indisponibilidad del equipo a los efectos del Régimen de Calidad del Servicio.

Artículo 120.- Durante los ensayos el OS/OM llevará un registro del comportamiento del equipo y, de ser posible, de la evolución de la tensión y la frecuencia del sistema.

8.7.4. MONITOREO DE UNIDADES GENERADORAS Y EQUIPOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 121.- El OS/OM y el EOR deberán monitorear en cualquier momento, a través del sistema de operación en tiempo real, el comportamiento de las unidades generadoras y equipos de transmisión, de manera de comprobar si los mismos están cumpliendo con las características declaradas por los Agentes y con los requisitos estipulados en el presente Reglamento.

Artículo 122.- Si el OS/OM o el EOR detectaren el incumplimiento de alguna característica declarada, el OS/OM en coordinación con el EOR notificará esta situación al Usuario correspondiente, adjuntando los elementos de prueba que disponga.

Artículo 123.- Recibida la notificación anterior, el Usuario deberá entregar al OS/OM y al EOR, a la mayor brevedad posible, los siguientes elementos:

123(a) una explicación detallada del problema;

123(b) valores corregidos de la característica operativa que declare y la justificación correspondiente;

123(c) una propuesta para solucionar el inconveniente.

Artículo 124.- El OS/OM y el Usuario deberán tratar de alcanzar un acuerdo sobre las propuestas de éste y los nuevos valores de la característica operativa. Si el acuerdo no se obtuviera dentro de tres (3) días hábiles, el OS/OM efectuará nuevas verificaciones, o de ser necesario ordenará ensayos cuyos resultados serán utilizados para fijar los nuevos valores de las características operativas. En ambos casos el OS/OM informará al EOR acerca de la solución del inconveniente y/o los nuevos valores de las características operativas.

9. REGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO.

9.1. CARACTERÍSTICAS DEL RÉGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO

Artículo 125.- La RTR deberá ser operada manteniendo el nivel de calidad establecido en el presente Reglamento que surge del cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimos, que deben ser considerados en todas las etapas de planificación y gestión de la operación. Para cumplir con este objetivo, la actividad del EOR, los OS/OM y los Agentes del MER deberá ser consistente con los criterios y condiciones establecidas por el presente Reglamento, considerando inclusive los mecanismos de auditoria y control requeridos para monitorear su cumplimiento.

Artículo 126.- Los equipamientos a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán cumplir con las normas de diseño establecidos en el capítulo 19 de este reglamento**.** Deberán permitir la operación del SER de acuerdo a los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 127.- Las instalaciones y equipamientos vinculados a la RTR deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes en cada país, más los que se establezcan a nivel regional.

Artículo 128.- Se deberá operar la RTR y todas las instalaciones conectadas a esta en base a los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el título 19.2 de este Reglamento. Para ello la actividad del EOR, los OS/OM y de los Usuarios deberá ser consistente con lo establecido por el presente Reglamento.

Artículo 129.- Se deberá cumplir:

129(a) Todas la Ampliaciones deberán diseñarse de acuerdo con las normas de diseño del sistema de transmisión que se establecen el capítulo 19 de este Reglamento.

129(b) Los CDM definen las restricciones por seguridad operativa que se deben aplicar en el predespacho y la operación en tiempo real.

Artículo 130.- El EOR supervisará que la operación de la RTR se efectúe dentro de los niveles de calidad especificados en el presente Reglamento. En tal sentido ejecutará y hará ejecutar las acciones que estime necesarias, tanto en condiciones de operación normales como de emergencia.

9.2. OBJETIVOS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Artículo 131.- Se establecen inicialmente los siguientes objetivos de calidad del servicio, los cuales serán usados para el cálculo de la Compensación Base por Indisponibilidad:

131(a) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Programada, y por línea con el rango de tensión entre 60-138 kV: 20 horas cada 100 km.

131(b) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, y por línea con el rango de tensión entre 60-138 kV: 10 horas cada 100 km.

131(c) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Programada, y por línea con el rango de tensión entre 200-230 kV: 15 horas cada 100 km.

131(d) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, y por línea con el rango de tensión entre 200-230 kV: 10 horas cada 100 km.

131(e) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Programada, y por línea con el rango de tensión entre 60-138 kV: 2 cada 100 km.

131(f) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, y por línea con el rango de tensión entre 60-138 kV: 2 cada 100 km.

131(g) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Programada, y por línea con el rango de tensión entre 200-230 kV: 1 cada 100 km.

131(h) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, y por línea con el rango de tensión entre 200-230 kV: 1 cada 100 km.

131(i) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Programada, para transformadores: 15 horas.

131(j) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, para transformadores: 15 horas.

131(k) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Programada, para transformadores: 1.

131(l) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, para transformadores: 1.

131(m) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Programada, para equipos de conexión: 15 horas.

131(n) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, para equipos de conexión: 15 horas.

131(o) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Programada, para equipos estáticos de compensación: 15 horas.

131(p) Horas de salida por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, para equipos estáticos de compensación: 15 horas.

131(q) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Programada, para equipos estáticos de compensación: 1.

131(r) Número de salidas por año en concepto de Indisponibilidad Forzada, para equipos estáticos de compensación: 1.

9.3. COMPENSACIONES POR INCUMPLIMIENTO

Artículo 132.- El objetivo del Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión es incentivar la disponibilidad de las instalaciones y su operación adecuada. El régimen de calidad del Servicio de Transmisión reconoce como parte de la remuneración de cada Agente Transmisor a la Compensación Base por Indisponibilidad, y establece un régimen de compensaciones ante cada indisponibilidad, el cual se detalla en este Título. El régimen será común para todas las instalaciones de transmisión que pertenecen a la RTR. Las compensaciones serán descontadas directamente del Ingreso Autorizado que corresponde al Agente Transmisor propietario de la instalación que sufrió la indisponibilidad.

Artículo 133.- Las regulaciones nacionales deberán ser adecuadas, de forma de evitar que un Agente Transmisor deba pagar otras compensaciones por la indisponibilidad de una instalación que las previstas en este Capítulo.

Artículo 134.- Los Objetivos de Calidad del Servicio se definen en el título 9.2 de este Reglamento, donde se establece el número de indisponibilidades anuales y el tiempo total que una instalación está indisponible que serán considerados como aceptables. El valor inicial de los objetivos incluidos en este Título tendrá validez por un año, debiendo ser ratificado o modificados por la CRIE en base a estudios específicos, que tomarán como referencia valores internacionales de empresas que operan y mantienen en forma eficiente sus instalaciones, debidamente corregidos por las características locales de las rutas de las instalaciones de la RTR (salinidad, nivel isoceuránico, sismicidad, frecuencia de huracanes, etc.) Se determinará un indicador para las indisponibilidades programadas y otra para las forzadas. Posteriormente deberá ser revisado cada cinco años por la CRIE, en conjunto con las compensaciones unitarias, tal como se establece en el Artículo 160.- de este Reglamento.

Artículo 135.- Se establece una compensación por indisponibilidad de las instalaciones, que diferenciará entre la indisponibilidad forzada y programada, y será proporcional al tiempo que la instalación permanece desconectada. El régimen de calidad considera los siguientes aspectos:

135(a) La duración de la indisponibilidad.

135(b) El número de indisponibilidades.

135(c) Si se trata de una indisponibilidad programada o forzada;

135(d) El nivel de tensión de la instalación indisponible,

135(e) La compensación a aplicarse en cada caso será proporcional al Ingreso Estándar Anual Total Autorizado de cada instalación.

Artículo 136.- El monto de la Compensación Base por Indisponibilidad de una instalación se definirá como el producto de las compensaciones establecidas en el Título 9.4 por los valores de indisponibilidad previstos en los Objetivos de Calidad del Servicio que se definen en el Título 9.2. La Compensación Base por Indisponibilidad será incorporada al Ingreso Autorizado de cada Agente Transmisor, tal como se detalla en el Artículo 297.- de este Reglamento.

Artículo 137.- El Régimen de Calidad del Servicio de transmisión se medirá sobre la base de la disponibilidad real de las líneas de transmisión, equipamiento de conexión, compensación y transformación y su capacidad asociada.

9.4. RÉGIMEN DE COMPENSACIONES

9.4.1. EVENTOS QUE ORIGINAN COMPENSACIONES

Artículo 138.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Artículo 139.- Todo equipamiento asociado al Servicio de Transmisión en la RTR que se encuentre indisponible como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto por el EOR, será considerado en

condición de Indisponibilidad Programada.

Artículo 140.- Todo equipamiento asociado al servicio de transmisión en la RTR que se encuentre indisponible sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el EOR, o por un OS/OM con autorización del EOR, o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 141.- La indisponibilidad de líneas de transmisión ocasionará las siguientes compensaciones acumulativas:

I. Por cada Indisponibilidad Forzada la compensación será igual a una hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las primeras cinco horas que se definen en el Artículo 163.- del presente Reglamento,

II. Se sumará la compensación que corresponde a la duración real de la indisponibilidad, tal como se establece en el título 9.4.3. Este descuento se aplicará por minuto de indisponibilidad.

III. La compensación no se aplicará si la indisponibilidad es menor de diez minutos.

Artículo 142.- La Indisponibilidad Forzada de líneas de transmisión que obligue a activar desconexiones automáticas de generación y/o cargas, no activadas previamente, será objeto de compensaciones adicionales, incrementando en un veinte por ciento los valores correspondientes durante período en que tales dispositivos están activados.

Artículo 143.- Cuando existiesen reducciones de la capacidad de transmisión, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transmisión de una línea debido a la indisponibilidad de un equipamiento asociado, se aplicarán las compensaciones por Indisponibilidad Forzada o Programadas de líneas según corresponda, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transmisión reducida, o sea, la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad de transmisión de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad de transmisión y la reducida serán las determinadas por el EOR en base a los CDM.

Artículo 144.- La compensación a aplicarse a cada Agente Transmisor en caso de Indisponibilidad Forzada de equipamientos de Conexión o de Transformación, será proporcional al Ingreso Autorizado que corresponde al Agente Transmisor. Adicionalmente, se aplicarán compensaciones a los Agentes Transmisores por cada Indisponibilidad Forzada, con un monto igual a una (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas compensaciones, son los definidos en el Artículo 163.- del presente Reglamento.

Artículo 145.- Para transformadores, en caso que su Indisponibilidad Forzada no cause energía no servida, el coeficiente definido en el Artículo 163.- se reducirá a un diez por ciento (10%) del valor allí indicado.

Artículo 146.- Cuando existiesen reducciones de la capacidad de transmisión de un transformador, que cause energía no servida, se aplicarán las compensaciones por Indisponibilidad Forzada de equipamiento de conexión o de transformación establecidas

en el Artículo 163.- , afectadas por un coeficiente de reducción, determinado por el EOR como la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y su capacidad de transmisión. La capacidad de transmisión y la reducida serán las determinadas por el EOR en base a los CDM.

Artículo 147.- La compensación a aplicarse en caso de Indisponibilidad Forzada del equipamiento de compensación estático, será proporcional a la remuneración que percibirá el Agente Transmisor en concepto de Ingreso Autorizado por este equipamiento. Los factores de proporcionalidad aplicables a estas compensaciones, son los definidos en el Artículo 163.- del presente Reglamento.

Artículo 148.- Si un Agente Transmisor, operando en condiciones normales, por causas que no fueren imputables a terceras partes incluyendo el EOR, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en los CDM, se le aplicarán compensaciones durante todo el período de incumplimiento. El monto de la compensación será igual a 100 us$/%voltaje-hora.

Artículo 149.- Si el Agente Transmisor realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar desconectado por exigencias operativas, de acuerdo al predespacho, no se aplicará ninguna compensación.

9.4.2. APLICACIÓN DE LAS COMPENSACIONES

Artículo 150.- El EOR será responsable de calcular cada mes las compensaciones que corresponden a cada Agente Transmisor, procediendo a descontarlas directamente de su Ingreso Autorizado correspondiente a ese mes, tal como se detalla en el Capítulo 15 de este Reglamento.

Artículo 151.- Cada Agente Transmisor deberá comunicar, con apropiada constancia, al respectivo OS/OM y al EOR toda situación de indisponibilidad del equipamiento de su propiedad que forme parte de la RTR dentro de los quince minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que el Agente Transmisor hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la compensación que pudiera corresponderle.

Artículo 152.- El EOR establecerá las compensaciones en base a la información que le comuniquen los Agente Transmisores, en base a sus propios registros o los de los OS/OM.

Artículo 153.- A los diez días del fin de cada mes el EOR deberá informar a los Agentes Transmisores del monto de las compensaciones por falta de cumplimiento del Régimen de Calidad de Servicio que corresponde descontarle de su correspondiente Ingreso Autorizado. Estos informes deberán identificar los eventos que dieron origen a cada compensación, y la fuente de información que utilizó el EOR para identificar el evento sujeto a compensación.

Artículo 154.- Los Agentes Transmisores podrán pedir revisión ante el EOR si consideran que la compensación fue incorrectamente aplicada, aportando la información que pruebe que el evento no existió, o tuvo una duración diferente a la que el EOR especificó. El hecho que se solicite una revisión no evitará que el EOR efectúe los

descuentos del Ingreso Autorizado asociados a la compensación.

Artículo 155.- El EOR deberá evaluar el pedido de revisión, y en caso de aceptarla, deberá corregir la situación introduciendo la compensación que oportunamente fuera descontada del Ingreso Autorizado, como un crédito en la Cuenta de Compensación del Agente Transmisor.

Artículo 156.- En caso de rechazar el pedido de revisión, el EOR deberá informar por escrito a al Agente Transmisor con copia a la CRIE y al OS/OM correspondiente, justificando los motivos. El Agente Transmisor podrá en ese caso apelar ante la CRIE.

Artículo 157.- La CRIE deberá evaluar la apelación, requiriendo la información adicional que pueda necesitar para tomar una decisión al EOR. En caso de aceptar la posición del Agente Transmisor, deberá indicar al EOR introduzca la compensación que oportunamente fuera descontada del Ingreso Autorizado, como un crédito en la Cuenta de Compensación del Agente Transmisor.

Artículo 158.- En caso de rechazar la apelación, la CRIE deberá informar por escrito al correspondiente Agente Transmisor, justificando los motivos del rechazo. La decisión de la CRIE estará sujeta a un recurso de reposición.

Artículo 159.- Trimestralmente el EOR informará a la CRIE las indisponibilidades del equipamiento de cada Agente Transmisor y las compensaciones aplicadas.

9.4.3. VALOR DE LAS COMPENSACIONES

Artículo 160.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las compensaciones, incluidos en el Artículo 163.- del presente Reglamento, serán revisados por la CRIE cada tres años.

Artículo 161.- La compensación a aplicarse sobre todo equipamiento considerado en Indisponibilidad Programada será igual al diez por ciento de la correspondiente a los supuestos de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 162.- La Compensación Horaria de una instalación será igual al Ingreso Estándar Anual Total de la misma según lo dispuesto en el Capítulo 12 de este reglamento, dividida por el número de horas del año (8760).

Artículo 163.- Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las compensaciones aplicables en los casos de Indisponibilidad Forzada de líneas, expresados en número de veces la Compensación Horaria serán los siguientes:

I. Para las primeras cinco horas: 100 veces

II. A partir de la sexta hora: 20 veces

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las compensaciones aplicables en casos de indisponibilidad de equipamientos de conexión y transformación, expresados en número de veces la remuneración horaria en concepto de conexión, serán los siguientes:

I. Transformadores : 100 veces

II. Conexión en el rango 200-230 KV: 50 veces

III. Conexión en el rango 60-138 KV: 40 veces

Artículo 164.- El coeficiente para el cálculo del valor horario de las compensaciones aplicables en casos de indisponibilidad de equipamiento de potencia reactiva, será por MVAr 20 veces la Compensación Horaria. Por cada Indisponibilidad Forzada se aplicará una compensación equivalente a una hora de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 165.- El monto máximo de compensaciones que puede acumular un Agente Transmisor es: (1) en un año el 40% del Ingreso Autorizado; (2) en períodos consecutivos de cinco años el 25% del Ingreso Autorizado. En caso de exceder estos límites será de aplicación lo previsto en el Artículo 166.- de este Reglamento.

Artículo 166.- El monto de las compensaciones que un Agente Transmisor deba pagar en virtud de lo establecido en el Artículo 165.- de este reglamento se encuentra sujeto al límite establecido por el mencionado artículo. En caso de excederse ese límite por un Agente Transmisor, la CRIE emitirá una Resolución de suspensión con el alcance previsto en el Artículo 3.8 del ROTC. La CRIE solicitará al correspondiente Regulador Nacional la oportuna revocación autorización-licencia-concesión. Salvo para las empresas de propiedad estatal, el Agente Transmisor deberá realizar una licitación pública para la venta del paquete de acciones que otorgan la titularidad de la misma. En caso de empresas de propiedad estatal, se deberán presentar a la CRIE un programa de reestructuración que asegure que la futura gestión cumplirá con los objetivos del Régimen de Calidad del Servicio, que esta deberá aprobar.

9.5. APLICACIÓN PROGRESIVA DEL RÉGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO

Artículo 167.- Las coeficientes previstos en el Artículo 163.- se aplicarán en forma progresiva, de acuerdo al siguiente cronograma:

167(a) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, por el primer año, el máximo entre las compensaciones previstas en la regulación del país en que se ubica la instalación y el treinta y tres por ciento (33%) de los valores previstos en el Artículo 163.-

167(b) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, por el segundo año, el máximo entre las compensaciones previstas en la regulación del país en que se ubica la instalación y el sesenta y seis por ciento (66%) de los valores previstos en el Artículo 163.-

167(c) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, a partir del tercer año, el máximo entre las compensaciones previstas en la regulación del país en que se ubica la instalación y el cien por ciento (100%) de los valores previstos en el Artículo 163.- .

167(d) Para instalaciones nuevas las compensaciones previstas en el Artículo 163.- se aplicarán a partir del séptimo mes posterior de la puesta en servicio comercial.

10. SERVICIOS AUXILIARES

10.1. DEFINICIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL MER

Artículo 168.- Los Servicio Auxiliares en el ámbito del MER incluyen:

168(a) Regulación de frecuencia: consiste en el mantenimiento de un margen de reserva en generadores equipados con gobernadores, reguladores y controles de generación automática para mantener permanentemente el balance entre la generación y la carga dentro del área de control y el cumplimiento de los CDM. Según su velocidad de respuesta y forma de control, se prevén:

I. Regulación primaria de frecuencia: cada OS/OM deberá disponer en su área de control, como mínimo de la reserva de potencia calificada para prestar este servicio que establece su propia regulación.

II. Regulación secundaria de frecuencia: cada OS/OM deberá disponer como mínimo del margen de reserva calificado para prestar este servicio que establece su regulación.

168(b) Suministro de potencia reactiva para control de voltaje: es el suministro y toma de potencia reactiva por parte de los Agentes Generadores, e instalaciones de compensación por parte de Agentes Transmisores o Agentes Consumidores, para mantener los voltajes de la RTR dentro de los rangos requeridos.

168(c) Desconexión Automática de Carga: es la desconexión automática de bloques de carga por baja frecuencia o bajo voltaje, de acuerdo a una prioridad determinada.

168(d) Capacidad de arranque en negro: es la capacidad de una unidad generadora de lograr una condición operativa normal a partir de un alto total de esta unidad sin la ayuda de la red eléctrica. Una vez operativa la unidad esta será capaz de suplir energía a la red eléctrica para así ayudar a otras unidades en su arranque después de la ocurrencia de un apagón.

Artículo 169.- Los requisitos para la prestación y los requerimientos de cantidades de cada uno de estos servicios auxiliares serán fijados por la CRIE, a propuesta del EOR, mediante Resolución. Inicialmente se utilizarán los valores previstos en el Título 10.4 de este Reglamento.

10.2. RELACIÓN ENTRE LOS SERVICIOS AUXILIARES NACIONALES Y REGIONALES

Artículo 170.- Los Servicios Auxiliares serán prestados por los Agentes de cada país, respetando las cantidades mínimas que defina el EOR. No habrá una remuneración a escala regional para la prestación de Servicios Auxiliares. Las unidades que presten algún servicio serán remuneradas, si así correspondiera, de acuerdo a las previsiones de las regulaciones de cada País Miembro.

Artículo 171.- No obstante lo previsto en el Artículo 170.- , los Agentes o los OS/OM podrán acordar el traspaso del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia, y de las obligaciones de desconexión automática de carga, respetando las disposiciones de los Títulos 10.6 y 10.8 de este Reglamento. La remuneración que pudiera corresponder

surgirá del acuerdo de las partes.

10.3. RELACIÓN ENTRE LOS SERVICIOS AUXILIARES NACIONALES, REGIONALES Y LOS CRITERIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO

Artículo 172.- El EOR deberá definir, como parte de los estudios de Seguridad Operativa que se establecen en el Título 8.2 de este Reglamento, las cantidades de cada uno de los servicios auxiliares que deberán ser suministrados por los OS/OM de cada uno de los Países. Las cantidades que se establezcan no podrán ser inferiores a las que resulten de la aplicación de los Reglamentos o Normas internas de cada país. Las cantidades se definirán para situaciones normales y en emergencias. Los valores propuestos por el EOR deberán ser aprobados por la CRIE.

Artículo 173.- Adicionalmente a las cantidades de cada Servicios Auxiliares que establezca el EOR y las Regulaciones o Normas nacionales, cada OS/OM deberá prever en su sistema que exista la suficiente regulación secundaria de frecuencia para mantener el balance entre su generación, demanda y las inyecciones y retiros internacionales que resulten del predespacho o re-despachos del MER.

Artículo 174.- Las cantidades de servicios auxiliares de cada tipo deberán seleccionarse de forma tal que se cumplan con los CDM. Si el EOR identifica que en algún país no existen recursos físicos necesarios, deberá analizar la posibilidad de utilizar excedentes que puedan existir en otros países. En caso positivo, informará a los OS/OM involucrados para que acuerden el traspaso de los Servicios Auxiliares, de acuerdo a las condiciones establecidas en los Títulos 10.6 y 10.8 de este Reglamento.

Artículo 175.- En caso que la deficiencia de algún tipo de Servicios Auxiliares en un país no pueda ser obtenida de otro país, el EOR informará de la situación a la CRIE, y propondrá las medidas a tomar. Estas medidas deberán minimizar la posibilidad de que problemas derivados de falta de recursos de Servicios Auxiliares en un país se propaguen al resto de la región. Para ellos podrá proponer reducir transitoriamente la Capacidad de Transmisión en determinados Interconectares a niveles tales que permitan el cumplimiento de los CDM en el resto de la región.

Artículo 176.- En caso que sea necesario reducir la Capacidad de Transmisión de algún Interconector, se reducirán los DT asociados a las redes del país que no puede cumplir con sus obligaciones de aportar Servicios Auxiliares, de forma tal de mitigar el impacto sobre DT con inyecciones y retiros en terceros países, pero que se vean afectados por la reducción de Capacidad de Transmisión de algún Interconector.

10.4. VALORES INICIALES DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 177.- Hasta tanto el EOR no realice los estudios mencionados en el Artículo 172.- se utilizarán los siguientes valores que el EOR deberá fijar como objetivos serán los siguientes:

177(a) Regulación de primaria de frecuencia: los OS/OM serán responsables de mantener un margen de reserva calificado para prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia que no será menor al ___% de la demanda de cada área de control de cada país. Los generadores designados para prestar este servicio deberán mantener sus reguladores de potencia en modo libre (regulación)

177(b) Regulación de secundaria de frecuencia: los OS/OM serán responsables de mantener un margen de reserva calificado para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia no menor al ____% de la demanda de cada área de control de cada país.

177(c) Regulación de tensión: los OS/OM de cada país mantendrán la tensión en los nodos de la RTR que se listan a continuación dentro de los límites que se especifican en cada caso, en situación normal.

I. Nodo xxx: XXX kV ± kV

II. ...

III. ...

177(d) La RTR tendrá hasta _____ bloques de cortes por relés de frecuencia absoluta, ___ bloques de corte por relés de decremento de frecuencia o por derivada de frecuencia y hasta _____ bloques por restablecimiento de la frecuencia. Para ello deberá considerar como porcentaje de corte máximo de demanda asignable a dichos esquemas el valor que establezca la el EOR como criterio de seguridad. Inicialmente se establece este porcentaje en el _____% de la demanda.

El área de control que no tenga implementado alguno de estos bloques, debe agregar el valor de la demanda correspondiente al mismo a un bloques de accionamiento anterior.

Se establecen los siguientes valores de frecuencia de corte para cada uno de los bloques, que serán responsabilidad de cada OS/OM, y que deberán respetarse en cada área de control, :

I. Nivel 1: cuando f < 59.x Hz, se desconectará xx% de la demanda

II. Nivel 1: cuando f < 59.x Hz, se desconectará xx% de la demanda

III. ...

IV. ..

177(e) Arranque en negro: se rige por lo establecido en el artículo 4.3.4 del ROTC

Artículo 178.- Estos valores podrán ser modificados, pero exclusivamente para mejorar el nivel de calidad del servicio. Por lo tanto los márgenes definidos en este Título sólo podrán modificarse de forma tal que disminuya la energía no servida esperada.

Artículo 179.- Para modificar estos valores, el EOR deberá realizar los estudios eléctricos correspondientes, según la metodología descripta en la Sección 21 de este Reglamento, y de acuerdo con lo establecido en el Título 6.6 del ROTC.

Artículo 180.- Los estudios mencionados en el Artículo 179.- deberán realizarse según los siguientes criterios:

180(a) Los nuevos valores deberán cumplir con los CDM

180(b) El EOR deberá demostrar que la disminución del valor presente del valor de la energía no servida con el nuevo margen es mayor que el valor presente del costo total para los Agentes Consumidores asociado al cambio.

180(c) La energía no servida será valorizada de acuerdo con lo establecido en el Título 13.8 de este Reglamento. La tasa de descuento será la que establezca la CRIE para los estudios de planeamiento, y el plazo del análisis será de al menos tres años.

10.5. PROVEEDORES DE SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 181.- Los proveedores de regulación primaria de frecuencia serán todos los generadores que cumplan los requisitos técnicos establecidos en el Artículo 182.- . La asignación de los márgenes de regulación será realizada por cada OS/OM según las regulaciones de su país, respectando como mínimo las cantidades que especifique en cada predespacho o redespacho el EOR.

Artículo 182.- Las unidades que presten el servicio de regulación primaria de frecuencia deberán cumplir con las siguientes condiciones técnicas

182(a) Rangos de frecuencia admisibles de operación de cada unidad generadora:

I. Sin la actuación de relés desconexión propios entre 57.5 Hz y 62 Hz

II. Para un período mínimo de 10 seg. entre 57.5 y 58 Hz, y entre 61.5 y 62 Hz

III. Para un período mínimo de 20 seg. entre 58 y 59 Hz., y entre 61 y 61.5 Hz

IV. Sin límite de tiempo entre 59 y 61 Hz

182(b) Requisitos para participar de la regulación primaria de frecuencia en un área de control de la RTR

I. Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.

II. Banda muerta inferior al 0,1% (+/-0,025 Hz).

III. Tiempo de establecimiento (necesario para ingresar en la banda del +/- 10% del valor final) del lazo de regulación de velocidad de 30 segundos como máximo para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas. De ser mayores a estos valores quedará a criterio de cada OS/OM, en consulta con el EOR su aceptación y la aplicación de eventuales condicionamientos para su inclusión en el margen de regulación primaria de frecuencia

IV. Adicionalmente el generador debe determinar el tiempo de establecimiento mínimo posible sin que el mismo afecte a la estabilidad del sistema ni produzca deterioro permanente en sus propias instalaciones. Cada OS/OM podrá disponer los ajustes de los reguladores dentro de los rangos admisibles, en función de estudios previos y a los efectos de asegurar la estabilidad del sistema.

Artículo 183.- Las unidades habilitadas para proveer el servicio de regulación secundaria de frecuencia serán todos los generadores que cumplan los requisitos técnicos establecidos en el Artículo 184.- de este Reglamento. La asignación de los márgenes de regulación será realizada por cada OS/OM, sobre la base de las regulaciones y normas técnicas de su país, respetando como mínimo las cantidades que especifique en cada predespacho o redespacho el EOR.

Artículo 184.- Las unidades que presten el servicio de regulación secundaria de frecuencia deberán cumplir con las siguientes condiciones técnicas

184(a) Deberán tener una velocidad de respuesta mínima 10 MW/min.

184(b) Deberán tener instalado una unidad terminal remota que actúe de interfaz entre el sistema de administración de energía del respectivo OS/OM, y el control de potencia de la unidad generadora que participará del servicios

184(c) Disponer de un control de potencia digital o electromecánico. Si el gobernador es electromecánico, la unidad terminal remota debe poder controlar la unidad generadora mediante un control de lazo cerrado con características proporcional, integral, derivativo.

184(d) Si el control de potencia es digital, debe permitir el control de la unidad generadora mediante el lazo cerrado de la unidad terminal remota.

184(e) La unidad generadora que opere dentro del Control Automático de Generación, debe permitir adicionalmente controlar la generación de potencia reactiva y control de voltaje, permitiendo también el control remoto de tensión.

Artículo 185.- La Potencia Reactiva será aportada o controlada por todos los Agentes, según las siguientes consideraciones:

185(a) Todos los generadores deberán producir la potencia reactiva requerida en el predespacho, redespacho o siguiendo instrucciones del respectivo OS/OM, dentro del 90% de su curva de capabilidad en forma permanente, y hasta el 100% durante un plazo de hasta 30 minutos.

185(b) La demanda deberá mantener un coseno fi comprendido entre a 0.95 reactivo y 0.98 capacitivo.

185(c) Los Agentes Transmisores deberán operar sus equipos de compensación siguiendo las instrucciones que surjan del predespacho, re-despachos, o de instrucciones del respectivo OS/OM

Artículo 186.- Cada OS/OM será responsable de identificar a las unidades con capacidad para arranque en negro, y realizar los acuerdos necesarios para que dichas unidades presten el Servicio de Arranque en Negro.

10.6. INTERCAMBIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

Artículo 187.- Según lo previsto en el Título 6.10.4.1 del ROTC, cada OS/OM es responsable de mantener la reserva necesaria en su área de control para mantener la frecuencia, así como controlar los flujos en las interconexiones en los valores establecidos por el predespacho o re-despachos.

Artículo 188.- En caso que se realizara un acuerdo entre Agentes y/o OS/OM para traspaso de obligaciones relacionadas con la regulación secundaria de frecuencia, en los términos previstos en el artículo 6.10.4.2 del ROTC, estos Agentes o OS/OM, con la colaboración del EOR deberán disponer de un margen de capacidad en las líneas que los vinculen, de forma tal que este traspaso sea efectivo para cumplir con los CDM.

Artículo 189.- Como principio básico, la capacidad de transmisión de cada línea utilizada para intercambios de energía más el margen utilizado para transacciones de reserva de potencia activa no podrá superar la Capacidad de Transmisión de la Línea. No obstante el EOR podrá, caso por caso, y sobre la base de estudios que deberán ser aprobados por la CRIE, autorizar que este margen se exceda hasta límites que deberá proponer el EOR, en caso exclusivo que resulte imposible de otra manera alcanzar los márgenes de regulación de frecuencia previstos.

Artículo 190.- El margen de capacidad podrá ser obtenido por las partes que acuerden traspasos por uno de los siguientes medios:

190(a) Que las partes dispongan de DF entre un par de nodos representativos de las redes de cada uno de los países involucrados, y por la potencia prevista a traspasar. En ese caso el EOR mantendrá en el predespacho y re-despachos el margen correspondiente a la potencia a traspasar.

190(b) Que como consecuencia del predespacho quede sin usarse el margen necesario para el traspaso.

190(c) En ambos casos el margen deberá permitir traspasos de la potencia acordada entre las partes sin modificación del predespacho o redespacho vigente.

190(d) Los nodos representativos de la red de cada país serán fijados por el EOR, quien deberá identificar en que nodos o conjunto de nodos resulta efectivo el traspaso.

Artículo 191.- Los Agentes o OS/OM que deseen realizar traspasos de regulación secundaria de frecuencia podrán acordar con titulares de DF que estos les transfieran los DF necesarios en forma provisoria. A los efectos que esta transferencia pueda ser utilizada para el predespacho, el titular que cede los DF deberán informar de la transferencia al EOR, aclarando el período por el cual la misma tiene validez.

Artículo 192.- Para evitar que el uso de DF para traspaso de regulación secundaria de frecuencia pueda prestarse a aumentar la congestión en el sistema, cuando los DF se usen para establecer un margen, y en consecuencia limitar transferencia de energía entre determinados nodos, los titulares de DF perderán el derecho a percibir la diferencia de precios entre los nodos de inyección y retiro.

10.7. SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA Y CONTROL DE VOLTAJE

Artículo 193.- En condiciones normales, la operación de la RTR en lo referente a control de voltaje se regulará por lo establecido en el Título 6.10.4.3 del ROTC.

Artículo 194.- Se considera que la RTR entra en una Emergencia de Pérdida de Reserva de Reactivo (EPRR) cuando el nivel de reserva operativa de reactivo cae por debajo de un valor considerado inadmisible para la operación. Este valor será definido por el EOR, en consulta con los OS/OM, para cada área de control como parte de los estudios de Seguridad Operativa.

Artículo 195.- Cuando se verifica que existe una EPRR, los OS/OM, deberán realizar las acciones para restituir las variables a los valores necesarios para la normalización del sistema. Si estas operaciones afectaran la seguridad de la RTR, el OS/OM podrá solicitar al EOR reemplazarlas por otras realizadas en equipos operados por otros OS/OM. Las operaciones tendientes a la normalización son:

195(a) Pedido de máxima excitación a los Agentes Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas pero que puedan contribuir a la recuperación de reservas, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 100% de los límites de las Curvas de Capabilidad durante 20 minutos continuos con intervalos de 40 minutos, limitadas por las restricciones declaradas.

195(b) Pedido de la generación forzada necesaria para eliminar la condición de emergencia.

195(c) Reducción de tensión en las redes de los países afectados.

195(d) Operación de reactores ubicados en las líneas, en la medida que no comprometan la eficiencia de los recierres monofásicos.

Artículo 196.- En caso de producirse una contingencia en la red que lleve las tensiones y/o las reservas a valores inadmisibles que hagan peligrar la integridad del suministro en el MER, los OS/OM deberán implementar estas medidas dentro de sus áreas aunque se mantengan los intercambios de reactivo establecidos.

Artículo 197.- Durante situaciones de emergencia, y una vez realizadas las acciones indicadas, los OS/OM podrán modificar los valores de tensiones y bandas de intercambio de potencia reactiva por las interconexiones para hacer uso de la capacidad de compensación disponible en otras áreas, para mantener, dentro de lo posible, las reservas especificadas. Una vez desaparecida la anormalidad los OS/OM involucrados dispondrán el retorno a los valores normales.

Artículo 198.- Si luego de agotarse todas las acciones enumeradas no se supera la condición de emergencia, o de existir la posibilidad de que se produzca en el MER en su conjunto, o en alguna área de control en particular, una caída de la tensión a valores fuera de los límites admisibles, que pueda conducir a una pérdida del control de la tensión, el EOR podrá solicitar cortes manuales de carga o modificación de generación, según corresponda, en el área afectada

Artículo 199.- Con ese fin los OS/OM, deberán disponer de un listado de líneas que pueden ser desconectados rápidamente para contribuir a la solución de contingencias en la RTR, aún en condiciones críticas de despacho.

Artículo 200.- La necesidad de apelar a cortes de carga o modificación de generación para el control de tensión será determinado en los estudios de seguridad operativa que realice el EOR, de acuerdo a las previsiones de demanda, generación e indisponibilidades de equipamiento de compensación de potencia reactiva. Como parte de los resultados de estos estudios el EOR deberá indicar a los OS/OM la carga que deberá estar en condiciones de desconectar para cumplir con lo previsto en el Artículo 199.- de este Reglamento.

10.8. INTERCAMBIOS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGAS

Artículo 201.- Los Agentes Consumidores podrán intercambiar entre ellos obligaciones de Desconexión Automática de Cargas, bajo las condiciones que se establecen en este Título.

Artículo 202.- Los intercambios que realicen Agentes Consumidores dentro de un mismo país serán sólo responsabilidad del respectivo OS/OM, en la medida que se respeten las obligaciones del respectivo sistema para el MER.

Artículo 203.- Las partes que intercambian Desconexión Automática de Cargas deben estar ubicados en zonas equivalentes respecto a su aptitud para evitar colapsos de la RTR. El EOR determinará los conjuntos de nodos que cumplen esta condición. Los estudios para identificar las zonas equivalentes de corte se realizarán en conjunto con los estudios mencionados en el artículo 6.10.4.4(a) del ROTC.

Artículo 204.- Agentes Consumidores de distintos países podrán intercambiar obligaciones de Desconexión Automática de Cargas, en la medida que cumplan con los siguientes requisitos:

204(a) Que sean autorizados por el respectivo OS/OM.

204(b) Los Agentes Consumidores que transfieran capacidad de Desconexión Automática de Cargas deben tener excedentes de corte suficientes por encima de la potencia que les corresponde cortar y deben contar con los instrumentos necesarios para el corte, la transacción, y la recepción de comunicaciones para la reposición del servicio.

10.9. OTRAS DISPOSICIONES SOBRE SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 205.- La metodología de convocatoria de servicios auxiliares es la prevista en el Título 6.10.4 del ROTC

Artículo 206.- El monitoreo del desempeño del suministro de los Servicios Auxiliares será realizado por el EOR con la participación activa de los respectivos OS/OM, siguiendo las disposiciones del Título 6.10.5 del ROTC

Artículo 207.- Si Agentes o OS/OM acordaran el traspaso de Servicios Auxiliares, según lo previsto en los Títulos 10.6 y 10.8 de este Reglamento, los procedimientos para la

conciliación, facturación y liquidación serán acordadas por las partes. Estas podrán solicitar el EOR información sobre el desempeño de las Servicios Auxiliares traspasados.

Artículo 208.- Los incumplimientos en el suministro de Servicios Auxiliares estarán sujetos a la aplicación de multas por parte de la CRIE, de acuerdo a lo previsto en el Título 7.4.3 del ROTC.

11. DERECHOS DE TRANSMISION

11.1. DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN LA RTR

Artículo 209.- En la RTR se definen los siguientes tipos de DT:

209(a) Derechos Firmes

209(b) Derechos Financieros Punto a Punto

Artículo 210.- Ciertos Agentes Generadores identificados por el EOR podrán ofertar Contraflujos, a fin de aumentar la potencia que puede asignarse en forma de DF.

Artículo 211.- Las siguientes personas físicas o jurídicas pueden ser Titulares de DT

211(a) Derechos Firmes: Agentes Generadores o Agentes Consumidores

211(b) Derechos Financieros: Agentes Generadores y Consumidores y personas físicas o jurídicas que deseen participar del mercado de DT, una vez cumplidos los requisitos de identificación que fije la CRIE.

211(c) Contraflujos: Agentes Generadores que hayan sido identificados para prestar este servicio por el EOR y aceptados por la CRIE a propuesta de EOR.

Artículo 212.- La titularidad de los DT se basará en los siguientes criterios:

212(a) Titulares Iniciales: Son todos los Agentes Generadores y Consumidores que pagan Cargos por Uso de instalaciones de la RTR, incluyendo las Ampliaciones Planificadas. Se les asignan DFPP por cada instalación por la que les corresponde pagar CURTR, en la misma proporción que representan estos cargos con relación al Ingreso Autorizado de la correspondiente instalación. Los Titulares Iniciales tienen derecho a percibir el CVT de la correspondiente instalación de la RTR que no sea percibida por los Titulares de DT que hayan adquirido este derecho en las subastas. En caso que estos derechos sean asignados a nuevos titulares a través de las subastas de DT, los Titulares Iniciales tendrán derecho percibir la parte proporcional de los ingresos que se recolecten en estas subastas, de acuerdo a los procedimientos que se establecen en el Título 11.2 de este Reglamento. Los montos percibidos en forma de CVT, cuando esta no corresponda a un Titular de un DT, o los montos recolectados en las subastas de DT serán utilizados para el pago de los respectivos CURTR. El EOR será el encargado de recolectar estos montos y asignarlos al pago de los CURTR.

212(b) Titulares de DT de Ampliaciones a Riesgo: Agentes Generadores y Consumidores u otras personas jurídicas que asumen el pago de las Ampliaciones a Riesgo tendrán derecho a percibir los DT que origina la Ampliación, en forma de DFPP, que se creen como consecuencia de la ampliación. Las características de los DT que percibirán por este concepto y las restricciones aplicables en caso que sean cedidos a terceros se especifican en el Título 11.7 de este Reglamento. Estos DT podrán ser transferidos a otros Agentes Generadores y Consumidores u otras personas jurídicas en transacciones bilaterales, u ofertados en las subastas de DT que organiza el EOR.

212(c) Compradores de DT a otros Titulares: Los Agentes Generadores y Consumidores o terceros que compren DT a Titulares de los mismos mediante transacciones bilaterales, con las restricciones de titularidad que se establecen en el Artículo 211.- de este Reglamento. A su vez estos Titulares podrán ofrecer los DT que poseen en las subastas periódicas de DT que organiza el EOR o en transacciones bilaterales.

212(d) Compradores de DT en las subastas organizadas por el EOR: Los Agentes Generadores y Consumidores o terceros que adquieran DT en las subastas periódicas organizadas por el EOR. Vencidas los plazos por los que se otorgan DT en las subastas, los mismos deberán volver a los Titulares Iniciales.

Artículo 213.- Los DT serán considerados como derechos de propiedad, con las condiciones especificadas en el Artículo 212.- .

11.2. IDENTIFICACIÓN DE DT ASOCIADOS A LOS TITULARES INICIALES

Artículo 214.- Los OS/OM de cada país presentarán al EOR una propuesta sobre los DT que corresponden a los Agentes Generadores y Consumidores por las instalaciones de transmisión de su respectivo país que pertenecen a la RTR. Para ello seguirán el siguiente procedimiento:

214(a) Considerarán solamente las instalaciones de transmisión del respectivo País que pertenecen a la RTR, sin considerar las Interconectores con países limítrofes, ni las instalaciones de la Línea SIEPAC.

214(b) Con estas instalaciones se elaborará un modelo de la red del país, y se calculará la respectiva matriz H, según la metodología que se describe en el Artículo 5 del Anexo 11.

214(c) Los DT que se asignen a los Titulares Iniciales tendrán la forma de DFPP.

214(d) Los DFPP que proponga cada OS/OM deberán cumplir con el PFS correspondiente al modelo de red elaborado según lo especificado en el artículo 214(b) y deben resultar de estados de carga probables en sus respectivos sistemas.

214(e) Los OS/OM podrán requerir al EOR que elabore la propuesta de DFPP, de acuerdo a hipótesis que deberán ser mutuamente acordadas.

Artículo 215.- El EOR revisará la propuesta de cada OS/OM, pudiendo objetarla en caso

que no haya sido elaborada según los criterios establecidos en el Artículo 214.- . En caso de objeción el EOR señalará al respectivo OS/OM los aspectos a corregir. Las correcciones deberán ser presentadas por el EOR en un plazo no mayor a quince días.

Artículo 216.- En caso que un OS/OM no concuerde con las objeciones del EOR, podrá solicitar la intervención de la CRIE en al resolución de la controversia, de acuerdo a lo previsto en el Título 7.7 “Resolución de Controversias” del ROTC

Artículo 217.- Los OS/OM presentarán al EOR su propuesta de DFPP correspondientes a las instalaciones de transmisión de sus redes que pertenecen a la RTR los tres meses posteriores a la puesta en vigencia de este Reglamento. Si la propuesta no fuera presentada, el EOR podrá definirlos hasta tanto el respectivo OS/OM realice la presentación.

Artículo 218.- Los DFPP definidos y aceptados por el EOR según lo dispuesto en el Artículo 215.- , o por los que resulten del proceso de resolución de controversias previstas en el Artículo 216.- sólo podrán ser modificados siguiendo el procedimiento establecido en este Título 11.2 si se agregaran o retiraran instalaciones de un país a la RTR.

Artículo 219.- Los DFPP correspondientes a los Interconectores existentes serán evaluados por el EOR, antes de los cuatro meses desde la vigencia del presente Reglamento, aplicando los siguientes criterios:

219(a) El EOR utilizará un modelo completo de la red regional. Las instalaciones de cada país serán las usadas para el cálculo de los DFPP asignados a cada país según lo establecido en el Artículo 214.- . Se considerarán los Interconectores existentes al 31 de diciembre de 2004. Para esta red regional elaborará la matriz H según los criterios especificados en el Título 1.2 del Anexo 11.

219(b) Los DFPP correspondientes a cada Interconector serán considerados entre sus nodos extremos, perteneciendo cada nodo a uno de los países que se ubiquen en los extremos del mismo.

219(c) Los DFPP correspondientes a cada Interconector serán calculados simulando el procedimiento de subasta establecido en el Anexo 11. El EOR considerará como existentes y asignados a los Titulares Iniciales los DFPP correspondientes a las redes de los países que fueran establecidos aplicando lo dispuesto en el Artículo 215.- , o el Artículo 216.- según corresponda.

219(d) Para simular el procedimiento de subasta que se establece en el Artículo anterior, el EOR utilizará la matriz H calculada según lo dispuesto en el Artículo 219(a), y planteará la maximización del ingreso hipotético si se ofreciera comprar un DFPP definido entre los extremos de cada Interconector, por una potencia igual a la capacidad del respetivo Interconector, y una oferta de precio de compra arbitraria e igual para todos los Interconectores. El EOR obtendrá con este procedimiento un DFPP por cada Interconector.

219(e) Si para el momento de realizar esta definición algún OS/OM no presentó la propuesta de DT a asignar a los Titulares Iniciales de su país según lo dispuesto en el

Artículo 214.- , el EOR deberá establecerlo de oficio, calculando las correspondiente matriz H y realizando la PFS. Dicha prueba se realizará siguiendo la metodología definida en el el Anexo 11 para la PFS. Los ingresos por venta de los DT en las subastas o los CVT asociados a cada Interconector se asignarán al pago de los Ingresos Autorizados de los Agentes Transmisores propietarios de los mismos en proporción a las inversiones realizadas en territorio de cada País. Las inversiones serán estimadas usando las longitudes de los Interconectores en el territorio de cada país y los Costos Unitarios Estándar.

Artículo 220.- Para las instalaciones de la Línea SIEPAC u otras Ampliaciones Planificadas, los DFPP pertenecientes a los Titulares Iniciales serán calculados por cada tramo siguiendo lo dispuesto a tales efectos en el Título 8 "Asignación de DT a Expansiones" del Anexo 11.

11.3. ORGANIZACIÓN DE LAS SUBASTAS DE DT

Artículo 221.- El EOR organizará subastas mensuales de DT. En estas subastas se asignarán a los ganadores los respectivos DT por períodos mensuales y anuales, de acuerdo a los siguientes criterios: (1) los DT mensuales tendrán un Período de Validez por un mes, a partir de primer día del respectivo mes; (2) los DT anuales tendrán un Período de Validez por un año, a partir del 1 de mayo o y el 1 de noviembre de cada año. La CRIE podrá autorizar cuando que se den las condiciones de competencia y liquidez adecuada, que se asignen DT por períodos de más de un año.

Artículo 222.- Las subastas se realizarán con una anticipación de un mes al Período de Validez de los DT que se subasten. En cada ocasión se subastarán en primer término los DT con Período de Vigencia anual, en los meses en que corresponda, y a continuación los DT con Período de Vigencia mensual. En esta última subasta de la oferta de DT se descontarán los DT ya asignados con Período de Vigencia Anual.

Artículo 223.- Se subastarán inicialmente las siguientes cantidades de DT:

223(a) Primer año: 25% del total de DT disponibles en subastas por Períodos de Validez mensuales; 25% del total de DT disponibles en subastas por Períodos de Validez de un año. La implementación de la limitación en las cantidades subastadas se realizará reduciendo en un 75% los términos independientes de las restricciones en las ecuaciones que definen la PFS.

223(b) A partir del segundo año: Todos los DT disponibles, ofreciéndose el 100% en las subastas anuales, y el remanente en las subastas mensuales.

Artículo 224.- La CRIE podrá prorrogar el tiempo en que se subastará una cantidad limitada de DT en caso de considerar que no alcanzaron condiciones de competencia o liquidez adecuadas.

Artículo 225.- La CRIE podrá establecer límites a las cantidades a subastar por Períodos de Validez mensuales a anuales, si considera que no se dan las condiciones de competencia o liquidez adecuadas.

Artículo 226.- El EOR anunciará con cada mes de octubre las fechas en que se realizarán

las subastas durante todo el año siguiente.

Artículo 227.- El EOR pondrá a disposición de todos los interesados en su sitio de Internet, con un mes de anticipación a cada subasta, la siguiente información:

227(a) Los nodos de la RTR donde se pueden presentar ofertas de compra-venta de DT.

227(b) Las ecuaciones y parámetros que definen la PFS, aclarando en los términos independientes cual es la capacidad de transmisión original de cada vínculo, y la capacidad de transmisión remanente al considerar los DT ya asignados, que será usada para definir el término independiente en la PFS en cada subasta. En las subastas de DT anuales, las ecuaciones que definen la PFS podrán ser distintas cada mes para reflejar cambios previstos en la RTR, o situaciones con instalaciones en mantenimiento.

227(c) Las proyecciones de los precios nodales para los períodos en los que se realizarán las subastas, junto con las hipótesis e información utilizada para estas proyecciones, suponiendo que el MER se comportará en forma competitiva. Estas proyecciones tendrán carácter orientativo, y no implican ningún compromiso para el EOR o la CRIE.

227(d) Los precios nodales de referencia a usarse para calcular las ofertas de compra de DT mínimas aceptables.

227(e) La valoración de los DT correspondientes a los Titulares Iniciales, sobre la base de los precios nodales de referencia.

227(f) Los precios y cantidades asociados a los DT que fueron asignados en las subastas de los últimos cinco años, o del máximo registro disponible;

227(g) Los DT que ya están asignados.

227(h) Las bases de datos que utilizará para las Verificaciones Complementarias, y los criterios para reducir los Vectores de Inyecciones y Retiros de los DT en caso que estas verificaciones indiquen la necesidad de una corrección de los DT que surgen del proceso de subasta.

227(i) Formato con que cada participante presentará las ofertas.

Artículo 228.- En las fechas indicadas para cada subasta, los interesados colocarán sus ofertas en el sitio de Internet que EOR especifique. Los Agentes Transmisores no podrán presentar ofertas en las subastas de DT.

Artículo 229.- Las ofertas tendrán el siguiente contenido:

229(a) Identificación del oferente: nombre y razón social

229(b) Si no es un Agente Generador o Agente Consumidor, copia de la autorización expedida por la CRIE para participar en las subastas de DT.

229(c) Cantidad de ofertas de compra-venta de DT que presenta

229(d) Para cada oferta:

I. Subasta para la que se presenta la oferta

II. Tipo de oferta que presenta: (1) DF, (2) DFPP, (3) CF;

III. Si se trata de una venta o compra de DT;

IV. Si se trata de una venta, copia del certificado que acredita la titularidad del respectivo DT;

V. Vector de Potencia Inyectada y Vector de Potencia Retirada, en los nodos de la RTR en las que se pueden presentar ofertas;

VI. Forma de compra: (1) una cantidad igual a los Vectores de Potencias Inyectadas y Retiradas multiplicadas por un coeficiente, que resultará de la subasta, comprendido entre cero y uno o; (2) sólo las cantidades especificadas en los Vectores de Potencia Inyectada y Retirada. La suma algebraica, considerando a las inyecciones con signo opuesto a los retiros, (con signo opuesto a las inyecciones) debe ser igual a cero;

VII. Monto ofertado por la compraventa los DT con las siguientes consideraciones: (1) para la modalidad (1) del párrafo anterior (VI), la cantidad a pagar/recibir quedará multiplicada por el mismo coeficiente que afecta al vector de potencias inyectadas o retiradas; (2) en el caso (2) del párrafo anterior, pagará/recibirá estrictamente la cantidad ofertada; (3) en caso de ventas, los valores que se oferten serán considerados en forma similar a los de compra, con signo opuesto.

VIII. El máximo porcentaje de pérdidas que acepta, el cual se aplicará como un incremento a la componente del Vector de Inyecciones en un nodo especificado por el oferente. Este porcentaje podrá ser establecido como un porcentaje de la cantidad de DT efectivamente comprado, es decir del coeficiente definido en los dos párrafos anteriores.

IX. El descuento por cada unidad porcentual de pérdidas que se le acepten, equivalente al precio de venta de las pérdidas.

X. En el caso de los contraflujos cada oferente especificará: (1) el monto que espera percibir por cada MW de potencia ofertada; y (2) sus costos variables junto con los documentos que requiera el EOR para verificar la exactitud de estos.

XI. Un titular de un DT podrá presentar una propuesta de reconfiguración del mismo. Para ellos deberá especificar el DT a vender con su respectivo precio, el DT a comprar con su precio, y una restricción que establece la cantidad mínima de compra como un porcentaje de la cantidad vendida.

229(e) Garantía de mantenimiento de la oferta, igual o mayor al 10% del monto ofertado. Esta garantía se entregará en sobre cerrado, el día en que se realiza la subasta.

Artículo 230.- . El EOR especificará las garantías de debido cumplimiento que cada

comprador de DT anuales deberá presentar para asegurar los pagos.

Artículo 231.- Toda la información requerida podrá ser enviada hasta la hora de inicio de la subasta que especifique el EOR en cada caso.

Artículo 232.- Los documentos que se requieran se enviarán como copias en formato PDF u otro que especifique el EOR, pudiendo el EOR solicitar la presentación de originales en el momento de la realización de las subastas.

11.4. FORMA DE PAGO

Artículo 233.- Los Agentes Generadores, Agentes Consumidores, o terceros que resulten adjudicatarios de compras de DT con validez mensual deberán pagar los montos ofertados antes de los seis días de haber sido informados de la adjudicación.

Artículo 234.- Los Agentes Generadores, Agentes Consumidores o terceros que resulten adjudicatarios de compras DT con validez anual deberán pagar los mismos en doce cuotas consecutivas e iguales a un doceavo del monto ofertado, según la siguiente secuencia: (1) la primera a los cinco días de haber sido informado de la adjudicación; (2) las cuotas siguientes antes del día seis de cada mes del Período de Validez, u opcionalmente pagar el monto por adelantado, no siendo en ese caso necesario la presentación de la garantía de debido cumplimiento.

Artículo 235.- Los adjudicatarios de DT con Período de Validez anual deberán presentar: (1) una garantía de debido cumplimiento con las características que especifique el EOR por los pagos correspondientes a los meses dos a doce del período de validez del DT; (2) una garantía de ejecución para asegurar el pago en los casos en que puedan quedar en posición pagadora. El EOR podrá implementar un mecanismo de conciliaciones diarias que permitan reducir al mínimo la garantía de ejecución.

Artículo 236.- Los Agentes Generadores, Agentes Consumidores o terceros que resulten vendedores de DT con Período de Validez mensual percibirán los montos solicitados a los diez días de haber sido informados de la adjudicación, condicionado a que todos los adjudicatarios de DT con Período de Validez mensual en la misma subasta, hayan realizado los correspondientes pagos, en caso contrario se aplicará lo establecido en el Artículo 238.- .

Artículo 237.- Los Agentes Generadores, Agentes Consumidores o terceros que resulten vendedores de DT con Período de Validez anual percibirán los correspondientes montos en doce cuotas iguales y consecutivas, iguales a un doceavo del monto solicitado, según la siguiente secuencia: (1) la primera a los diez días de haber sido informado de la adjudicación; (2) las cuotas siguientes el día diez de cada mes del período de validez.

Artículo 238.- En caso que algunos de los adjudicatarios de compras de DT no cumplan con sus obligaciones de pago, los montos no recaudados se restarán en forma proporcional de los pagos que deberían percibir los vendedores. Por la parte no percibida, los vendedores retendrán los DT que supuestamente habían vendido en las subastas, y, además, percibirán la parte proporcional que el EOR recolecte por la ejecución de las garantías de los compradores que no cumplieron con sus obligaciones de

pago.

Artículo 239.- Contra el pago inicial o total el EOR entregará a los adjudicatarios el Certificado de Titularidad de cada DT. Este certificado contendrá la información sobre el período de validez del correspondiente DT, y los Vectores de Inyecciones y Retiros.

Artículo 240.- Los Certificados de Titularidad podrán ser transferidos por su titular a terceras partes, salvo a Agentes Transmisores, debiendo informar de esta transferencia al EOR.

Artículo 241.- A pedido de su titular, el EOR deberá fraccionar un DT en tantos DT no menores a 1 MW como requiera su Titular, con la limitación que: (1) la suma de las componentes de los Vectores de Retiros de los nuevos DT no podrá ser mayor a la suma de las componentes de los Vectores de Inyecciones; (2) la suma de los Vectores de Inyección y Retiro de los nuevos DT será igual a la suma de los Vectores de Inyección y retiro del DT original. El EOR emitirá en cambio del certificado original nuevos Certificados de Titularidad por cada uno de los nuevos DT, los cuales tendrán el mismo Período de Validez que el original.

11.5. DESARROLLO DE LAS SUBASTAS DE DT

Artículo 242.- A la hora de inicio de cada subasta, el EOR procederá a cargar las ofertas recibidas en los archivos de entrada del Programa de Selección de Ofertas. Si una oferta no fue presentada en forma equilibrada, se aplicará el siguiente criterio: (1) si la diferencia de las sumas de inyecciones y retiros es menor o igual a 1MW, se aceptará la oferta, ajustando proporcionalmente las componentes del vector de inyecciones para igualar su suma a la suma de las componentes del vector de retiros, (2) si la diferencia de las sumas de inyecciones y retiros es mayor a 1MW se descartará la oferta.

Artículo 243.- El EOR presentará ofertas de venta en representación de los Titulares Iniciales. Con tales efectos:

243(a) Los DFPP serán los calculados siguiendo los procedimientos establecidos en el Título 11.2 de este Reglamento.

243(b) Los DFPP serán ofertados con un precio igual al 95% del valor que resulta de aplicar los precios nodales proyectados por el EOR, y publicados según lo especificado en el artículo 227(d).

Los OS/OM de cada país podrán solicitar al EOR: (1) que no ofrezca la totalidad de sus DFPP; (2) que presente una oferta de precio de venta diferente a la prevista en el Artículo 243(b). El EOR sólo podrá aceptar esta solicitud si cuenta con la autorización de la CRIE.

Artículo 244.- Una vez cargados los datos se procederá a ejecutar el Programa de Selección de Ofertas. Los resultados de dichos programa identificarán las ofertas que resultaron seleccionadas para la compra o venta de DT. En el Anexo 11 se describen las fórmulas que utilizará el programa de selección de ofertas.

Artículo 245.- El EOR publicará al día siguiente de la subasta, los resultados del proceso de selección de ofertas y las ofertas seleccionadas, en su sitio de Internet.

Artículo 246.- Los oferentes podrán impugnar el proceso si se cumple alguna de las siguientes condiciones: (1) el Programa de Selección de Ofertas se ejecutó con datos distintos a los informados por el EOR en el momento de llamado a presentación de ofertas; (2) no se cargaron correctamente los datos de las ofertas.

Artículo 247.- Las impugnaciones serán dirigidas a la CRIE, institución que resolverá sobre la validez de la subasta en un plazo de siete días. En caso que la subasta sea considerada inválida, el EOR deberá llamar a una nueva subasta dentro de la semana, manteniendo toda la información de la subasta anterior, salvo aquella que haya sido impugnada y que la CRIE indique que debe ser corregida.

Artículo 248.- Los adjudicatarios de las ofertas de subastas anuales deberán presentar las garantías de debido cumplimiento en un plazo de cinco días posteriores a la comunicación de adjudicación, salvo que la pague por adelantado. Además, deberán proceder al pago del monto correspondiente al primer mes. Las garantías de mantenimiento de la oferta serán devueltas después de la liquidación de la subasta, o contra la entrega de la garantía de debido cumplimiento según corresponda, si no hubiera impugnaciones. En caso contrario se devolverán a los tres días de la comunicación de la resolución de la CRIE sobre las impugnaciones.

Artículo 249.- Los adjudicatarios de las ofertas de subastas mensuales deberán realizar el pago de las cantidades ofertadas en un plazo de cinco días posteriores a la comunicación.

11.6. PAGOS A LOS TITULARES ORIGINALES DE LOS DT

Artículo 250.- Los montos recolectados en las subastas de DT, que serán la diferencia entre los pagos que realizan los compradores y los pagos que perciben los vendedores, serán asignados a los Titulares Iniciales con la metodología que se establece en el Título 7 del Anexo 11. Además, los Titulares Iniciales percibirán lo recolectado por venta de los DFPP que les fueran asignados siguiendo el procedimiento establecido en el Título 11.2 del Anexo 11.

Artículo 251.- Los montos mencionados en el Artículo 250.- serán utilizados mensualmente por el EOR para el pago parcial de los CURTR que deben afrontar los Titulares Iniciales.

Artículo 252.- En caso que los montos recolectados resulten superiores a los pagos por CURTR, el sobrante será depositado en el Fondo de Excedentes, registrando con signo positivo los montos que dieron origen al excedente en las Cuentas de Compensación de la o las instalaciones correspondientes, para aplicarlos a pagos futuros de CURTR, con la metodología que se establece en el Artículo 304.- de este Reglamento.

11.7. ASIGNACIÓN A LOS TITULARES DE DT DE EXPANSIONES A RIESGO

Artículo 253.- A cada titular de DT de una Expansión a Riesgo le serán asignados DFPP de acuerdo a la metodología que se detalla en el Título 8 del Anexo 11. Estos DFPP serán permanentes y su titular podrá: (1) conservarlos; (2) venderlos en forma directa a

terceros, salvo Agentes Transmisores; (3) venderlos en las subastas que organiza el EOR.

Artículo 254.- Si de acuerdo a lo previsto en el Artículo 369.- de este Reglamento, algún Titular de DT de una Expansión a Riesgo fuera autorizado a percibir un Ingreso Autorizado por la ampliación, deberá ceder los correspondientes DT en la proporción que se establece en el mencionado Artículo 369.- .

11.8. PRUEBA DE FACTIBILIDAD SIMULTÁNEA

Artículo 255.- La PFS deberá realizarse sobre la base de las siguientes consideraciones:

255(a) Se deberán incluir como mínimo todas las líneas de transmisión de la RTR, considerando como parte de las mismas a transformadores y compensación en serie.

255(b) Deberán ser considerados los flujos en paralelo a través de las instalaciones de las redes nacionales. No se podrán subastar DT asociados a los flujos en paralelo que pasen por las redes nacionales que no forman parte de la RTR. El EOR, en consulta con el respectivo OS/OM deberá analizar en cada caso la forma más adecuada para considerar esta situación, debiendo solicitar la aprobación de la CRIE.

255(c) Para la PFS se eliminaran las componentes de las redes nacionales que no son parten de la RTR. En caso que una instalación nacional limitara la capacidad de la RTR, y no fuera posible identificar una forma de operación que elimine esta limitación, la restricción se incluirá como una restricción adicional a los flujos entre determinados nodos.

255(d) Todos los controles (“taps” de transformadores, etc.) que utiliza el EOR para el despacho y la operación deben estar en valores medios o normales de operación dentro de sus rangos factibles.

Artículo 256.- El EOR podrá proponer modificaciones en la PFS a fin de aumentar la precisión del mismo. Con tales efectos realizará los estudios que demuestren la conveniencia del cambio, así como una evaluación de los resultados del nuevo método propuesto. Con esta información presentará un informe a la CRIE con una justificación de las razones del cambio propuesto y las recomendaciones sobre el nuevo método. También deberá incluir el presupuesto de los costos necesarios para implementar la reforma. La implementación de la nueva PFS no podrá implicar la pérdida de DT asignados, salvo que los cambios se originen en la adecuación a nuevos Criterios de Desempeño Mínimo. En este último caso el EOR deberá especificar los nuevos DT con el criterio de minimizar la disminución del DT existentes, y que esta se distribuya en forma proporcional entre todos los Titulares afectados. El cambio se debe hacer efectivo antes de una subasta de DT anuales.

Artículo 257.- La CRIE evaluará la propuesta de modificación presentada por el EOR, y los pondrá a consulta de los Reguladores Nacionales. En un plazo de 45 días deberá dar una respuesta. En caso de aceptar la propuesta del EOR, deberá tomar las medidas para que los costos necesarios para implementar la modificación fueren incorporados al presupuesto del EOR.

11.9. CONTRAFLUJOS

Artículo 258.- La inclusión en las subastas de los contraflujos se iniciara cuando el EOR considere que el mercado de DT esta en condiciones de incorporar esta modalidad, y haya desarrollado la metodología apropiada para realizar todas las tareas relacionadas con estos que se le encomiendan en este reglamento. En ese momento el EOR propondrá la inclusión de los contraflujos en las subastas de DT".

Artículo 259.- El EOR deberá realizar estudios una vez por año para identificar los contraflujos que puedan existir en la RTR. Con tales efectos realizará simulaciones del predespacho y flujos de carga que permitan identificar generadores cuyo despacho permita maximizar los contratos firmes potenciales. Estos generadores son aquellos que verifiquen que: (1) son seleccionados en el despacho económico; (2) en líneas adyacentes al generador se producen flujos de energía que van de un nodo con un cierto precio nodal a otro con menor precio, es decir, produce una renta de congestión negativa en esa línea.

Artículo 260.- Como resultado de estos despachos deberá identificar los generadores que pueden aportar estos contraflujos. Los generadores identificados deben tener antecedentes de disponibilidad superior al 85% para poder ser seleccionados para aportar contraflujos en las subastas de DT. El EOR antes del 10 de octubre de cada año presentará a la CRIE la lista de los generadores que ha identificado que pueden suministrar contraflujos. El informe contendrá además de la descripción de los estudios y conclusiones la siguiente información: (1) las potencias que podrán aportar los generadores identificados; (2) la disponibilidad histórica de estos generadores, para lo cual solicitará la información pertinente al OS/OM donde se ubica el generador; (3) la disponibilidad que cada generador deberá garantizar cuando presente ofertas en las subastas de DT para aportar los contraflujos; (4) nodos en los cuales se debe balancear la inyección de cada generador que aporte contraflujos, en la PFS.

Artículo 261.- La CRIE, en consulta con los Reguladores Nacionales deberá expedirse antes del 15 de noviembre siguiente sobre la propuesta del EOR, aprobando o rechazando a cada uno de los generadores propuestos. En caso de no expedirse para esa fecha, se considerará que la propuesta ha sido aprobada.

Artículo 262.- La lista de unidades generadores aprobados será publicada en el sitio de Internet del EOR antes del 30 de noviembre de cada año. Únicamente los Agentes Generadores propietarios de las unidades incluidos en esta lista podrán presentar ofertas en las subastas para aportar contraflujos.

Artículo 263.- El EOR podrá incluir a cualquiera de las unidades generadoras seleccionados en una subasta de DT para aportar contraflujos en un predespacho en el cual su generación sea necesaria para asegurar el despacho de un contrato firme.

Artículo 264.- Cuando un generador que debe aportar contraflujos es convocado por el EOR, la energía producida será remunerada como el máximo entre: (1) el precio nodal donde se ubica la central del generador; (2) el costo variable declarado por el generador en la subasta.

Artículo 265.- En caso que un generador que en una subasta de DT haya sido seleccionado para aportar contraflujos fuera convocado por el EOR a aportar los correspondientes contraflujos, ya sea en el predespacho o durante la operación en tiempo real, no estuviera disponible para el predespacho o en la operación en tiempo real, deberá pagar una compensación. Esta compensación, la cual será igual 100 us$ (cien dólares estadounidenses) por cada MW indisponible y por cada hora de indisponibilidad, será distribuida entre los Agentes Generadores que sean la parte vendedora de contratos firmes con DF que se vieran o pudieran verse afectados por esa indisponibilidad, en forma proporcional a la potencia que no pudieron, o no hubieran podido entregar.

Artículo 266.- El EOR definirá en un Documento la forma en que los montos recolectados en concepto de las compensaciones previstas en el Artículo 265.- se distribuirán entre los generadores afectados, el cual deberá considerar que la distribución se realizará en proporción a la energía no suministrada a cada titular de un DF. Para el caso de contratos firmes que no fueron afectados por la indisponibilidad de la unidad generadora que debiera haber aportado los contraflujos, se usará la PFS para identificar a aquellas partes que pudieran haber sido afectadas.

11.10. CAMBIOS EN LA CONFIGURACIÓN DE LA RTR

Artículo 267.- El EOR deberá incluir en la PFS los cambios previstos en la configuración de la RTR, tal como se establece en el Título 4 del Anexo 11, de forma tal que los interesados en la venta o compra de DT en las subastas tengan conocimiento de estas modificaciones, y que no se asignen DT que en la práctica no serán factibles.

Artículo 268.- Si por razones operativas asociadas al cumplimiento de los CDM fuera necesario modificar la configuración de la RTR durante un período para el cual ya se han asignado los DT, el EOR deberá seguir el siguiente procedimiento:

268(a) Verificar mediante la PFS si los DT previamente asignados siguen siendo factibles. En caso que el resultado del análisis muestre que siguen siendo factibles, sólo deberá publicar en su sitio de Internet de los cambios ocurridos en la RTR.

268(b) Si verifica que los DT previamente asignados no son factibles, deberá calcular la reducción o reconfiguración que se deberá aplicar a los DT para que estos resulten factibles. Para ello deberá simular el proceso de subasta con la nueva RTR, planteada de forma tal de: (1) en forma prioritaria identificar si es posible una reconfiguración de los DT asignados a Ampliaciones a Riesgo que permita mantenerlos con el menor cambio posible en su valor físico ; (2) aplicar el mismo procedimiento al resto de los DT (3) luego minimizar la reducción en los Vectores de Inyecciones y los Vectores de Retiros de DT existentes no reconfigurados en la actividad anterior que resulten necesarios para que se cumpla la PSF. En este proceso podrá usar la capacidad remanente de la RTR no asignada a DT.

268(c) Para identificar si es posible una reconfiguración de los DT asignados a Ampliaciones a Riesgo que permita mantenerlos con el menor cambio posible en su valor físico, el EOR simulará el proceso de subasta, considerando como fijos los DT asignados que no han resultado afectados, y con una función objetivo consistente en maximizar los vectores de inyección y retiro de los DT afectados.

268(d) A continuación consultará a los titulares de DT si aceptan la reconfiguración o reducción que surge del procedimiento descrito en el artículo anterior, la cual también implica en una reducción proporcional del correspondiente pago-cobro del valor del DT. Para los titulares que acepten el cambio propuesto procederá a emitir nuevos certificados de titularidad con los nuevos Vectores de Inyección y Retiro.

268(e) Para los titulares que no acepten la reconfiguración o reducción, se seguirá el siguiente procedimiento:

I. Si el cambio se produce hasta 10 días antes del inicio de un mes para el cual serán efectivos los DT modificados, el EOR deberá convocar a una nueva subasta, con igual procedimiento al de las subastas periódicas, pero restringida a los titulares de DT que resulten afectados. Para los meses subsiguientes realizará una nueva subasta en la que podrán participar todos los interesados.

II. Si el cambio se produce a menos de 10 días antes del inicio de un mes para el cual serán efectivos los DT modificados, el EOR deberá realizar las liquidaciones de los DT de ese mes simulando las condiciones anteriores al cambio en la RTR. Para los meses subsiguientes utilizará el procedimiento mencionado en el párrafo anterior.

11.11. CÁLCULO DE LA RENTA DE CONGESTIÓN

Artículo 269.- La Renta de Congestión correspondiente a cada hora será calculada por el EOR para todos los DT asignados, como el producto del Vector de Precios Nodales por la diferencia entre el Vector de Retiros y el Vector de Inyecciones. Los precios nodales serán los mismos que se utilicen para liquidar las transacciones resultantes del predespacho.

Artículo 270.- Los resultados del cálculo de la Renta de Congestión para cada DT, serán publicados por el EOR en forma conjunta con los precios nodales resultantes del predespacho.

11.12. CÁLCULO Y LIQUIDACIÓN DE LOS DERECHOS DE CONGESTIÓN

Artículo 271.- Una vez completados y verificados los resultados del predespacho del MER, el EOR calculará los ingresos a que tiene derecho cada titular de DT, o en caso que estos resulten negativos, los montos que deberá pagar el correspondiente titular. El cálculo del monto a pagar se realizará sumando para todas las horas de cada mes los valores horarios de la Renta de Congestión correspondientes a cada DT, siguiendo los procedimientos que se detallan en el Capítulo 15.

Artículo 272.- El monto resultante será liquidado mensualmente a cada titular de un DT, siguiendo los mismos procedimientos usados para la liquidación de las transacciones del

MER, tal como se describen en el Capítulo 5 “Conciliación, Facturación y Liquidación” del ROTC.

11.13. PROYECCIONES DEL PRECIO DE LOS DT

Artículo 273.- El EOR deberá realizar para cada subasta proyecciones con un horizonte de dos años del precio de nodos de la RTR. Para ello utilizará el modelo de simulación del MER que aplica para los estudios de la planificación de largo plazo de la RTR.

Artículo 274.- La proyección será probabilística, teniendo en cuenta la aleatoriedad de: los aportes hidrológicos, los pronósticos de demanda, el precio de los combustibles y salidas de servicio de instalaciones de transmisión. Para las ofertas en el Mercado de Oportunidad podrá utilizar los costos variables de los generadores térmicos y/o las ofertas recibidas para el predespacho en el último año, las cuales podrán corregirse para considerar cambios en el precio de los combustibles.

Artículo 275.- EL EOR publicará los resultados en su sitio de Internet, junto con la base de datos utilizada para la proyección.

11.14. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

Artículo 276.- El EOR verificará anualmente la Capacidad de Transmisión de cada línea o conjunto de líneas que formen parte de la RTR. El detalle de la metodología será parte de un Documento que elaborará el EOR y aprobará la CRIE. El Documento se basará en los criterios generales expuestos en este Título y en el Capítulo 21.

Artículo 277.- Se definirán escenarios de máxima exigencia para los componentes de la RTR, consistentes con aquellos usados por cada país para estudios del funcionamiento de sus redes en condiciones críticas.

Artículo 278.- La Capacidad de Transmisión se obtendrá de simulaciones de la operación del SER en los escenarios anteriores con el sistema de transmisión totalmente disponible, y luego considerando indisponibilidades de elementos por mantenimiento o fallas, verificando el cumplimiento de los CDM.

Artículo 279.- El EOR deberá evaluar si, como consecuencia de las simulaciones se reduce la Capacidad de Transmisión de una instalación de la RTR, se afectan los DT asignados. En caso afirmativo deberá evaluar las razones de esta afectación y analizar si es posible identificar una reconfiguración de los DT afectados, de forma de preservar su valor económico.

Artículo 280.- Los resultados de las Capacidades de Transmisión serán presentados a la CRIE todos los días 1 de agosto, para ser utilizadas en las subastas de DT que se efectuarán a partir del 1 de noviembre próximo.

Artículo 281.- La CRIE deberá aprobar las Capacidades de Transmisión antes de su publicación. En caso de considerar que los correspondientes estudios no han seguido los procedimientos previstos, podrán requerir al EOR que realice las correcciones pertinentes y realice nuevos estudios.

Artículo 282.- Las nuevas Capacidades de Transmisión aprobados por la CRIE, serán publicadas por el EOR en su sitio de Internet, como parte de la información que deberá suministrar en ocasión de cada subasta de DT.

11.15. RACIONAMIENTO A TITULARES DE DF

Artículo 283.- De resultar en el predespacho o en un redespacho una previsión de déficit en algún País, que no puede ser abastecida desde el MER, los OS/OM de los países afectados en coordinación con el EOR deberán prever un programa de restricciones al abastecimiento en los nodos correspondientes. En este caso los cortes se informarán junto con los resultados del predespacho. Este programa de cortes deberá basarse en los criterios expuestos en los artículos siguientes.

Artículo 284.- El EOR, como parte del predespacho o redespacho, analizará la parte de la demanda que no se podrá abastecer por restricciones en la RTR. De contar alguna de estas demandas con un contrato firme con su correspondiente DF, se identificarán los cambios en el predespacho o redespacho que permitan evitar este corte. Con tales efectos utilizará el procedimiento que surge de aplicar el algoritmo que se presenta en el Titulo 11.10 del Anexo 11.

Artículo 285.- El programa tentativo de cortes excluirá de aplicar cortes a la demanda de consumidores cubierta por contratos firmes si el procedimiento que surge de aplicar el algoritmo que se presenta en la sección 11.10 del Anexo 11 determina que puede ser abastecida, y en la medida que: (1) el suministro disponible en una zona en la que deben programarse cortes sea superior a la demanda cubierta con contratos firmes, (2) que el generador que es la parte vendedora del contrato firme cuente con la producción necesaria para cubrir todos sus contratos.

Artículo 286.- Se considerará que un generador que es la parte vendedora de un contrato firme cuenta con la producción necesaria para abastecer a la parte compradora cuando puede abastecer la potencia comprometida: (1) con generación en sus unidades o (2) con máquinas de terceros con los que tenga contratos y que hayan sido convocados a generar (3) con compras en el Mercado de Oportunidad en su zona de abastecimiento, en la medida que desde esta zona no se pueda abastecer a la zona donde se deberán programar cortes debido a restricciones de transmisión.

Artículo 287.- Cuando el suministro disponible por la parte vendedora de un contrato firme resulte inferior a la demanda que debe abastecer según el procedimiento que surge de aplicar el algoritmo que se presenta en el Título 11.10 del Anexo 11, se considerará que la diferencia la compra la demanda en el Mercado de Oportunidad, quedando sujeta a los cortes que se aplicarán en este.

Artículo 288.- Los OS/OM deberán programar las restricciones al abastecimiento aplicando en primer lugar los cortes a la demanda sin contratos firmes, o cubierta parcialmente por estos cuando se dan las condiciones previstas en el Artículo 287.- .

Artículo 289.- Si se debiera cortar la demanda de Agente Consumidor que cuenta con un Contrato Firme, se le informará a las partes afectadas de la magnitud de la restricción a aplicarse. También se informará dentro de las siguientes 24 horas a la CRIE y al

Regulador Nacional en el país donde se encuentre la demanda del contrato firme.

Artículo 290.- En caso que ante una emergencia por salida no prevista de uno o más componentes de la RTR o una red nacional, surja la necesidad de realizar cortes, el EOR o el OS/OM involucrado deberá atender prioritariamente a la continuidad del servicio, pudiendo no respetar las prioridades de corte que se establecen en los artículos anteriores, debiendo llevar a la RTR lo antes posible a una situación en la que los criterios establecidos en estos artículos puedan aplicarse.

Artículo 291.- Después de un evento en el cual haya sido necesario aplicar un corte a consumidor de un contrato firme, el EOR realizará un informe en el cual deberá evaluar: (1) si el evento estaba ya considerado en la PFS; (2) si la respuesta fuera positiva, detallar los cambios a efectuar a la PFS y la causa por la cual a pesar de estar considerado el evento, fue necesario efectuar el corte; (3) si el evento no estaba considerado en la PFS, determinar la conveniencia o necesidad de incluirlo en las próximas subastas. El informe deberá presentarlo a la CRIE a no más de 30 días de producido el evento, pudiendo requerir la colaboración de los OS/OM y las Empresas Transportistas.

11.16. CONTROL DEL PODER DE MERCADO

Artículo 292.- La CRIE podrá imponer restricciones a la compra de DT por parte de los generadores ubicados en países o conjuntos de países que estén en forma continua en posición importadora, en la medida que tenga indicios que los DT pueden ser utilizados por sus titulares para aumentar los beneficios que resultan del ejercicio de poder de mercado.

Artículo 293.- Esta posibilidad deberá siempre seguir a la determinación por parte de la CRIE que un generador podría haber abusado de su posición de poder de mercado o incurrido en cualquier otra conducta de mercado impropia, en los términos y con los procedimientos previstos en el Título 7.5 del ROTC.

Artículo 294.- Ante cada cambio de titularidad de DT, la CRIE verificará que el mismo no ocasiona que no se cumplan las limitaciones previstas en el Artículo 292.- .

12. RÉGIMEN TARIFARIO

12.1. CRITERIOS GENERALES

Artículo 295.- El régimen tarifario de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco se compone de:

295(a) El régimen de Remuneración de los Agentes Transmisores: donde se define la metodología para establecer el Ingreso Autorizado que podrá percibir cada Agente Transmisor.

El régimen tarifario de los Agentes Generadores y Consumidores, donde se define la metodología para recolectar el Ingreso Autorizado que corresponde a los Agentes Transmisores entre los Agentes Generadores y Consumidores.

295(b) Los CURTR serán el resultado de asignar a los Agentes Generadores y Consumidores las responsabilidades de pago de los Ingresos Autorizados, siguiendo la metodología establecida en el Régimen Tarifario.

Artículo 296.- Los Ingresos Autorizados de cada Agente Transmisor, se dividirá en:

296(a) Remuneración por Conexión: Son los ingresos que percibe por operar y mantener, conforme a la calidad del servicio requerida, todo el equipamiento de conexión y transformación dedicado a vincular con la RTR a los Agentes Generadores y Consumidores conectados en forma directa a la RTR o a vincular con la RTR las redes de otros Agentes Transmisores.

296(b) Remuneración por Uso de la Instalaciones de la RTR: Son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad del servicio requerida, el equipamiento de transmisión dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos de la RTR. Estos cargos incluyen la remuneración a líneas con sus campos o bahías de conexión a subestaciones, elementos de compensación y transformadores que vinculan barras de tensiones mayores o iguales a 10kV que sean consideradas parte de la RTR.

12.2. INGRESOS AUTORIZADOS A LOS AGENTES TRANSMISORES

Artículo 297.- El Ingreso Autorizado, para un determinado año, de cada Agente Transmisor será la suma de los Ingresos Autorizados de cada una de sus instalaciones. Dependerá del tipo de Agente Transmisor e instalación. Los Ingresos Autorizados se calcularán según los siguientes criterios:

297(a) Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (la Línea SIEPAC), cuyas instalaciones son propiedad de la EPR, será el monto que asegure que los ingresos de la EPR le permitan cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada, el servicio de la deuda asociada a los créditos utilizados para financiar las inversiones asociadas a la línea SIEPAC, la Compensación Base por Indisponibilidad, los impuestos que pudieran corresponderle y una rentabilidad regulada sobre los aportes de capital patrimonial de los socios, de acuerdo a la metodología de cálculo que autorice la CRIE. Mientras la CRIE no aprueba la metodología de cálculo de la rentabilidad y su respectivo valor, se utilizará una tasa de retorno del 12%. La metodología de remuneración de la EPR con relación al proyecto SIEPAC debe asegurar que las inversiones asociadas a la construcción, operación y mantenimiento y los gastos de funcionamiento asociados a la Línea SIEPAC sean remuneradas en su totalidad, sin requerir subsidios cruzados entre los Países Miembro. Las instalaciones del Proyecto SIEPAC comenzarán a percibir su Ingresos Autorizado a medida que se pongan en servicio. Para ello la EPR deberá informar al EOR de su programa de habilitación de

instalaciones para que el EOR las incluya en el cálculo de los CURTR. Si la puesta en servicio de una de estas instalaciones se demorara, lo recaudado será depositado en el Fondo de Excedentes y registrado en la Cuenta de Compensación respectiva con signo positivo, para que en el momento que se ponga en servicio de la instalación sea utilizado para el pago del Ingreso Autorizado.

297(b) Para las instalaciones resultantes de Ampliaciones Planificadas, el Canon resultante de una licitación pública internacional, que incluirá en su oferta los costos de inversión, operación, mantenimiento, administración, la Compensación Base por Indisponibilidad y todos los impuestos que pudieran corresponder.

297(c) Para las instalaciones actuales y futuras de los Agentes Transmisores Nacionales que pertenezcan a la RTR, los Ingresos Autorizados serán calculados de acuerdo a lo establecido en el Artículo 299.- de este Reglamento. A los fines de cálculo del ingreso por MWh medio que circula por cada instalación, se valorizarán los activos pertenecientes a la RTR de cada Agente Transmisor según el Costo Estándar Anual de la instalación, calculada según las disposiciones que se establecen en el Artículo 298.- de este Reglamento.

297(d) Para las Ampliaciones a Riesgo, el Ingreso Autorizado que fuera autorizado por la CRIE, de acuerdo a los procedimientos detallados en el Artículo 369.- del Capítulo 14. Si el Iniciador fue autorizado por la CRIE a percibir un Ingreso Autorizado, y realizó una Licitación Pública Internacional para contratar la construcción mantenimiento y operación de la Ampliación, el Ingreso Autorizado se calculará como un porcentaje del Canon, el cual incluirá en su oferta los costos de inversión, operación, mantenimiento y todo otro costo necesario para construir y operar la Ampliación según los requerimientos de calidad y los CDM establecidos en este Reglamento. Se entiende que el Canon que solicita cada oferente incluye la Compensación Base por Indisponibilidad. Si la Ampliación es realizada por el Iniciador en forma privada, el mencionado porcentaje se aplicará sobre los activos afectados a la Ampliación calculados usando el Costo Estándar Anual de la instalación, calculada según se establece en el Artículo 298.- de este reglamento. Adicionalmente todas las Ampliaciones a Riesgo recibirán la Compensación Base por Indisponibilidad, como contrapartida por las compensaciones que podrá pagar por aplicación del régimen de calidad del servicio descrito en el Capítulo 9.

Artículo 298.- El Costo Estándar de una instalación se calculará de la siguiente forma:

298(a) Los costos de construcción serán calculados usando como activos las instalaciones reales o eficientes, valorizadas con los Costos Unitarios Estándar.

298(b) Se supondrá un cronograma constructivo, no mayor a dos años, distribuyéndose la misma cada año en partes iguales sobre el mismo los costos de inversión calculados en el artículo anterior.

298(c) El costo de inversión será igual al valor presente neto de las inversiones distribuidas a lo largo del cronograma de construcción, calculado usando la tasa de descuento que fije la CRIE para las tareas de planeamiento que realiza el EOR.

298(d) Una vez fijado el costo de inversión de una instalación, este podrá modificarse sólo por cambio en los Costos Unitarios Estándar, los cuales serán revisados anualmente por la CRIE; o en caso que la CRIE modifique la tasa de descuento.

Artículo 299.- El cálculo del Ingreso Autorizado Anual de cada una de las instalaciones actuales y futuras de los Agentes Transmisores Nacionales que pertenezcan a la RTR, tendrá las siguientes componentes:

299(a) El costo de inversión, calculado según se establece en el Artículo 298.- multiplicado por el Factor de Recuperación de Capital, calculado con la tasa de descuento que especifique la CRIE para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, y con la vida útil de cada tipo instalación, también especificada por la CRIE. Esta componente será cero una vez que se haya completado el período de amortización de cada instalación. El período de amortización de una instalación se contará a partir del momento del inicio de su operación comercial. La información sobre las fechas de inicio de la operación comercial debe ser comunicada al EOR por el Agente Transmisor propietario de las instalaciones y confirmado por escrito por el respectivo OS/OM. A fines de homogenización, se considerará que la tasa de descuento que establezca la CRIE es antes de impuestos a las ganancias.

299(b) Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento serán establecidos por la CRIE como un porcentaje del Costo Estándar de cada instalación. El porcentaje de costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento corresponderán a valores de Empresas Eficientemente Operadas que serán seleccionado por la CRIE. Para elaborar esta lista realizará un "benchmarking" de empresas de transmisión, de la región o de otras partes del mundo. El porcentaje que surja de esta actividad deberá ser ajustado de forma tal de considerar los costos laborales, productividad y otros costos en Centroamérica. Hasta tanto la CRIE defina este valor, se utilizará un porcentaje del 2%.

299(c) Otros costos necesarios para el desarrollo de la actividad, calculados como un porcentaje sobre el Costo Estándar de cada instalación, que establecerá la CRIE. Este porcentaje se obtendrá de la lista de Empresas Eficientes Operadas mencionadas en el Artículo 299(b) Estos costos comprenden impuestos distintos del impuesto a las ganancias, pagos a los Reguladores Nacionales y la CRIE, a los OS/OM y el EOR. Hasta tanto la CRIE defina este valor, se utilizará un porcentaje del 0,7%.

299(d) La Compensación Base por Indisponibilidad, que se calculará como el valor de las compensaciones que pagaría un Agente Transmisor por una instalación que cumpliera exactamente con los Objetivos de Calidad del Servicio que se establecen en el Título 9.2 de este Reglamento. La Compensación Base por Indisponibilidad será incluida en el Ingreso Autorizado en la misma proporción que el Agente Transmisor propietario de cada instalación deba pagar las penalidades previstas en el Título 9.4 de este Reglamento. A fin que los Agentes Transmisores Nacionales perciban la totalidad de la proporción de la Compensación Base por Indisponibilidad que les corresponda, para el cálculo de los Peajes se efectuará la corrección prevista en el Artículo 310(a) de este Reglamento.

Artículo 300.- Del Ingreso Autorizado de las Ampliaciones Planificadas o la Línea SIEPAC se descontarán los ingresos que un Agente Transmisor pudiera obtener del uso de instalaciones de la RTR que dedique a actividades no reguladas por este Reglamento, con las siguientes consideraciones.

300(a) Cuando el Agente Transmisor venda servicios utilizando instalaciones o equipos que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado (por ejemplo el sistema de comunicaciones) el descuento será igual al porcentaje del costo de la instalación que es usada para las actividades no reguladas. A fin de determinar este porcentaje, la CRIE contratará, a costo del Agente Transmisor, una firma consultora que audite este uso, la cual deberá determinar cuales son las instalaciones estrictamente necesarias para prestar el servicio, en relación a las efectivamente instaladas. El costo de la instalación usada para estas actividades se calculará usando los Costos Unitarios Estándar.

300(b) Cuando el Agente Transmisor use sus instalaciones como soporte de otras instalaciones, será el máximo entre el 30% de los beneficios después de impuestos que obtienen de las actividades no reguladas, o el 10% del costo de la instalación usada como soporte.

300(c) En caso de instalaciones cuyos costos son recuperados totalmente a través de los CURTR, la CRIE podrá licitar el uso por terceros de las actividades no reguladas que usen como soporte las estructuras de las líneas.

300(d) La CRIE emitirá una Resolución donde se detallará el procedimiento de cálculo de estos descuentos.

Artículo 301.- Cumplido el Período de Amortización de cualquier instalación de la RTR, su Ingreso Autorizado será: (1) los Costos Eficientes de Operación y Mantenimiento y Administración (2), otros Costos Eficientes necesarios para el desarrollo de la actividad y (3) la Compensación Base por Indisponibilidad, con los criterios establecidos en el Artículo 299.- de este Reglamento. Para las ampliaciones a riesgo, el Ingreso Autorizado será el porcentaje del costo autorizado por la CRIE aplicado a los conceptos (1) y (2) más la totalidad del concepto (3).

Artículo 302.- Si una instalación de la RTR sigue en servicio después del fin de su período de amortización, la CRIE podrá reconocer además de los costos mencionados en el Artículo 301.- , el costo de inversión de las instalaciones de maniobra, control, comunicaciones y protección que se hayan renovado o que deban ser renovadas para permitir la operación confiable de la instalación.

Artículo 303.- En el caso de aquellas instalaciones de la RTR pertenecen a las redes de transmisión de alguno de los Países Miembro, sólo percibirán la remuneración correspondiente al Peaje. El Peaje se calculará en base al Ingreso Autorizado calculado según lo dispuesto en el Artículo 299.- de este Reglamento.

12.3. RÉGIMEN TARIFARIO DE LA RTR

Artículo 304.- A los efectos del cálculo de las Tarifas de Transmisión, el EOR determinará el Ingreso a Recolectar para cada instalación en cada semestre de la siguiente forma:

304(a) Si a la fecha de cálculo de los CURTR el saldo del Fondo de Compensación de una determinada instalación es positivo, o sea que muestra un saldo a favor de una instalación, dicho saldo se debe asignar al pago de dicha instalación.

304(b) El Ingreso Autorizado Ajustado se calcula como el Ingreso Autorizado correspondiente al semestre, o sea, el Ingreso Autorizado Anual dividido entre dos, menos el saldo de la Cuenta de Compensación correspondiente a esa instalación , según los valores obtenidos del cálculo previsto en el artículo 304(a) de este Reglamento.

304(c) El EOR proyectará los ingresos que la instalación debe recibir ese semestre en concepto de CVT, descontando los pagos que pudieran corresponder a tenedores de DT asociados a esa instalación. Esta estimación será realizada con un procedimiento que elaborará el EOR y aprobará la CRIE. El procedimiento se puede basar en datos históricos del predespacho del año anterior o en simulaciones del predespacho para el semestre para el cual se calculan las tarifas. Para el cálculo del monto que corresponde descontar por pagos previstos a tenedores de DT se utilizará la metodología descrita en el título 9 del Anexo 11

304(d) El Ingreso a Recolectar para cada instalación será la diferencia entre el Ingreso Autorizado Ajustado menos los ingresos proyectados por CVT. No se tendrán en cuenta los ingresos provenientes de ventas futuras de DT, los cuales se supondrán a los fines del cálculo iguales a los ingresos por CVT. Si el Ingreso a Recolectar resultara negativo, se le asignará el valor cero, quedando registrado como un saldo a favor en la Subcuenta de Compensación de la instalación.

Artículo 305.- Las tarifas que deben pagar los Agentes Generadores y Consumidores se denominan Cargos por Uso de la RTR (CURTR), y deben permitir recolectar la totalidad del Ingreso a Recolectar que corresponde a los Agentes Transmisores. A los efectos del cálculo de los CURTR, estos se dividen en Peaje y Cargo Complementario.

Artículo 306.- Los CURTR definen la forma en que los Ingresos a Recolectar para los Agentes Transmisores son pagados por los Agentes Generadores y Consumidores.

Artículo 307.- Para efectos del cálculo del Cargo por Peaje y Cargo Complementario, el flujo de energía neto en un elemento de la RTR se obtendrá mediante la superposición de los flujos causados por la Transacción de cada mercado nacional y de los flujos causados por la Transacción MER.

Artículo 308.- Las inyecciones, retiros y flujos utilizadas para los cálculos del Cargo por Peaje y Cargo Complementario estarán basados en información histórica de los flujos resultantes de los pre-despachos, para estados de carga seleccionados del último año de

operación, correspondientes a los estados de carga descritos en el Artículo 309.- . Con las inyecciones y flujos en cada estado seleccionado se calcularán los flujos en cada línea usando los programas de flujo de cargas que utiliza el EOR. Las pérdidas serán modeladas, asignado la mitad de las mismas en cada línea en cada extremo, . Los cargos resultantes serán el promedio de los cargos calculados para todos los estados de carga analizados en este período, según se describe en el Anexo 12.1.

Artículo 309.- Los estados de carga mencionados en el Artículo 308.- corresponderán inicialmente a las horas 8:00, 14:00 y 20:00 de: (1) un día hábil, el segundo miércoles de cada mes; (2) el segundo sábado; y (3) el segundo domingo de cada mes. Si el segundo miércoles es un feriado en uno a más Países Miembros, se usarán los valores correspondientes al siguiente día hábil que no sea un feriado en ninguno de los Países Miembros. Esta definición de estados podrá ser modificada por el EOR, para lo cual deberá solicitar la aprobación de la CRIE. El EOR, con la autorización de la CRIE podrá implementar un proceso de selección aleatoria de los días de los cuales se seleccionarán los estados de carga representativos, debiéndose mantener que se elija para cada mes un día hábil, un sábado y un domingo. Este procedimiento deber ser transparente, permitiendo la verificación por parte de los agentes de la selección aleatoria de los días a considerarse.

Artículo 310.- El Cargo por Peaje determina la parte de los Ingresos a Recolectar que se incluirán en los CURTR en función al uso de las instalaciones de la RTR. El cálculo de este cargo se basa en los siguientes pasos:

310(a) Cálculo de la componente de Peaje asociada a cada elemento de la RTR. Esta será igual al Ingreso a Recolectar multiplicado por un factor igual a la relación entre el flujo neto en el elemento y su Capacidad de Transmisión. Para las instalaciones de los Agentes Transmisores Nacionales que no perciben Cargo Complementario, la remuneración reconocida por Peaje se debe incrementar en la proporción de la Compensación Base por Indisponibilidad que puede corresponderles según lo previsto en el Artículo 299(d), multiplicada por uno menos el factor mencionado en el párrafo anterior.

310(b) Asignar a cada Transacción del Mercado Nacional y a la Transacción MER, la responsabilidad del pago de la remuneración reconocida por Peaje en cada elemento de la RTR en función de su uso de acuerdo al componente R1 de la Metodología de Flujo Dominante (MFD) descrita en el Anexo 12.1. La asignación del cargo por Peaje a cada transacción se hará de acuerdo a la fracción de uso del elemento en sentido positivo que se determina de la siguiente manera:

I. cero, si el flujo asociado a la transacción tiene sentido contrario al flujo neto en el elemento, o en caso contrario,

II. la proporción entre el flujo asociado a la transacción y el total de los flujos en el mismo sentido del flujo neto.

310(c) La asignación del Cargo por Peaje a las inyecciones y retiros de la Transacción MER se realiza con el Método de Participaciones Medias (MEPAM), tal como se describe en el Anexo 12.2, y los CURTR a los Agentes Productores y

Consumidores se calculan como se describe en el Artículo 311.- . El Cargo Complementario es la parte de los Ingresos a Recolectar asociados a instalaciones de la RTR pertenecientes a los Agentes Transmisores propietarios de Ampliaciones Planificadas, no recuperados a través de los cargos por Peajes. El cálculo de este cargo se basa en los siguientes pasos:

310(d) Cálculo de la remuneración reconocida por Cargo Complementario para los elementos de la RTR. Está será igual al Ingreso a Recolectar menos la remuneración reconocida por Peaje. Para instalaciones de la RTR no planificadas esta remuneración será igual a cero;

310(e) Asignar a cada Transacción del Mercado Nacional y a la Transacción MER, la responsabilidad del pago de la remuneración reconocida por Cargo Complementario en cada elemento de la RTR en función de su uso de acuerdo al componente R2 de la Metodología de Flujo Dominante (MFD) descrita en el Anexo 12.1. La asignación del Cargo Complementario a cada transacción se hará de acuerdo a la relación entre su flujo asociado (sin importar el sentido del flujo neto en el elemento) y el total de flujos (suma de los valores absolutos de todos los flujos en el elemento).

310(f) La asignación del Cargo Complementario a las inyecciones y retiros de la Transacción MER se realiza con el Método de Participaciones Medias (MEPAM), tal como se describe en el Anexo 12.2 y los CURTR a los Agentes Productores y Consumidores se calculan como se describe en el Artículo 311.-

Artículo 311.- Los CURTR serán calculados para los Agentes Generadores y Consumidores, y sumados por país de la siguiente forma:

311(a) Del proceso de cálculo que resulta de aplicar el método MEPAM, tal como se describe en el Anexo 12.2, se produce la siguiente información: (1) Monto que el retiro del MER en el nodo "i" del país "p" debería pagar en concepto de Peaje ($PERMER_{pi}$) y Cargo Complementario ($CCRMER_{pi}$); (2) Monto que la inyección al MER en el nodo "i" del país "p" debería pagar en concepto de Peaje ($PEIMER_{pi}$) y Cargo Complementario ($CCIMER_{pi}$); (3) Monto que el retiro en el nodo "k" del país "p" para su Transacción Nacional debería pagar en concepto de Peaje ($PERNAC_{pk}$) y Cargo Complementario ($CCRNAC_{pk}$); (4) Monto que la inyección en el nodo "k" del país "p" para su Transacción Nacional debería pagar en concepto de Peaje ($PEINAC_{pk}$) y Cargo Complementario ($CCINAC_{pk}$).

311(b) El CURTR para los Agentes Consumidores de un país “p” se calculará como:

$$TOTALD_p = \Sigma_i (PERMER_{pi} + CCRMER_{pi}) + \Sigma_k (PERNAC_{pk} + CCRNAC_{pk})$$

$$CURTRD_p = TOTALD_p / \Sigma_c \Sigma_j DM_{cj}$$

Siendo DM_{cj} el retiro máximo proyectado, en Mw, del Agente Consumidor “c” del país “p” para los meses “j” del semestre para el cual se calcula el $CURTRD_p$.

311(c) El CURTR para los Agentes Generadores de un país “p” se calculará como:

$$TOTALG_p = \Sigma_i (PEIMER_{pi} + CCIMER_{pi}) + \Sigma_k (PEINAC_{pk} + CCINAC_{pk})$$

$$CURTRG_p = TOTALG_p / \Sigma_g \Sigma_j G_{gj}$$

Siendo G_{gj} la generación histórica promedio, en Mw, del Agente Generador "g" del país "p" para los meses "j" del semestre para el cual se calculan los $CURTRG_p$.

Artículo 312.- La generación histórica promedio de cada Agente Generador "g" se calculará como la inyección neta medida de cada una de sus unidades en los últimos tres años , expresada en Mwh, dividida entre 13032 horas (trece mil treinta y dos) para el semestre noviembre-abril, y entre 13248 (trece mil doscientos cuarenta y ocho) horas para el semestre mayo-octubre. En caso de unidades generadoras con registros menores a tres años, se utilizará la inyección histórica dividida entre las horas transcurridas desde la puesta en servicio comercial hasta el fin del semestre anterior a la fecha de calculo de los CURTR. La generación histórica será definida entre el 1 de noviembre y el 30 de abril de cada uno de los tres años anteriores al de cálculo, para las tarifas correspondientes al período noviembre-abril, y entre el 1 de mayo y el 31 de octubre para los CURTR correspondientes al período mayo-octubre.

Artículo 313.- Los Agentes Consumidores de cada País "p" deberán pagar mensualmente un cargo en concepto de uso de la RTR correspondiente a los Agentes Consumidores de dicho País, igual a la tarifa $CURTRD_p$ (US$/MW) por cada MW de su demanda máxima correspondiente a cada mes del semestre para el cual este cargo está vigente.

Artículo 314.- Los Agentes Generadores de cada País "p" deberán pagar mensualmente un cargo en concepto de uso de la RTR correspondiente a los Agentes Generadores de dicho País, igual a la tarifa $CURTRG_p$ por cada MWh de generación promedio de los últimos tres años correspondientes a cada mes del semestre para el cual este cargo está vigente.

12.4. MÉTODO DE ASIGNACIÓN DEL CARGO POR PEAJE Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO

Artículo 315.- El OS/OM de cada País, en representación de los Agentes Generadores y Consumidores, deberá pagar al EOR los montos que resultan de aplicar los criterios establecidos en el Artículo 313.- y el Artículo 314.- de este Reglamento. Estos montos deberán ser depositados en la cuenta que especifique el EOR antes del día 18 de cada mes subsiguiente a aquel al que corresponde el pago. Los Agentes Generadores y Consumidores de cada País deberán presentar garantías de pago por estos montos. Estas garantías podrán ser establecidas por cada OS/OM en representación de los cargos que deben los Agentes Generadores y Consumidores de su País, o por los Agentes Generadores y Consumidores en forma individual, debiéndose verificar que el monto total garantizado sea igual al que corresponde al total de los Agentes Generadores y Consumidores del País.

Artículo 316.- El regulador de cada País dispondrá la forma en que el pago total adeudado por los Agentes Generadores y Consumidores de un País se distribuya entre estos. No obstante, cualquiera sea la metodología que defina el Regulador de cada país, el monto a recolectar y depositar en las cuentas del EOR debe coincidir con el que resulta

de aplicar el Artículo 313.- y el Artículo 314.- de este Reglamento.

Artículo 317.- El regulador de cada País dispondrá la forma en que el ingreso por Peaje de los Agentes Transmisores nacionales se distribuirá entre los éstos y los demás Agentes Generadores y Consumidores, respetando el principio que no se debe duplicar la remuneración de los Agentes Transportistas. O sea que si una instalación de transmisión es totalmente remunerada por la regulación del país, el ingreso por Peaje debe devolverse a los Agentes Generadores y Consumidores.

13. SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

13.1. CRITERIOS GENERALES

Artículo 318.- El objetivo del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios:

318(a) Planeamiento a Largo Plazo de la Expansión: Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes Generadores y Consumidores. El Beneficio Social se calculará como el excedente de los consumidores mas el excedente de los productores. El Planeamiento a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario para mejorar la calidad de los resultados. El proceso de Planeamiento a Largo Plazo debe considerar que existe en los países de la región libertad en cuanto a la instalación de centrales generadoras, y no se puede limitar la entrada en el mercado a ninguna instalación, por razones de política energética regional o determinaciones de la planificación regional. El proceso de Planeamiento a Largo Plazo debe en consecuencia considerar como un dato externo a las decisiones firmes de instalación de nuevas plantas que le informen los países.

318(b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR: Su propósito es el de revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, que cumplan con los CDM, y desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y/o modificaciones de las instalaciones de la RTR para mantener su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los Criterios de Desempeño Mínimo definidos en el título 19.2 de este Reglamento. Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control. Analizar la conveniencia del cambio de interruptores por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de tres años.

318(c) Evaluar las Ampliaciones a Riesgo propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE.

318(d) Definir y actualizar la composición de la RTR

Artículo 319.- Los estudios indicados en los artículos 318(a) y 318(b) deberán procurar que en todo momento se mantenga en forma permanente una capacidad de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros. Inicialmente se fija esta

capacidad mínima en 300 MW, pudiendo ser modificada por la CRIE por Resolución.

Artículo 320.- Como resultado del proceso de planeamiento regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes:

320(a) Informe anual de Planeamiento a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el 31 de agosto de cada año.

320(b) Informe de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el 30 de junio de cada año.

320(c) Informes sobre beneficios asociados a Ampliaciones a Riesgo, a pedido de la CRIE, que deberán presentarse a los dos meses de la solicitud de la CRIE y que el Iniciador en la ampliación presente la información necesaria.

320(d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión.

320(e) Informe sobre composición de la RTR, el 1 de noviembre de cada año

13.2. ALCANCE DEL PLANEAMIENTO DE LARGO PLAZO

Artículo 321.- El Planeamiento de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión que:

321(a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número alto de beneficiarios, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para encarar la ampliación como una Ampliación a Riesgo.

321(b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional. En estas ampliaciones los estudios deberán demostrar que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no servida evitada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Operación del MER.

321(c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes Consumidores. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Indice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado.

Artículo 322.- Los lineamientos que seguirá el Planeamiento a Largo Plazo en relación con las ampliaciones de la generación decididas por los Agentes de los Países Miembros serán los siguientes:

322(a) El Planeamiento a Largo Plazo evitará seleccionar como expansiones planificadas aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o grandes demandas ubicadas lejos de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, haciéndoles desaparecer la señal de localización. En particular no se seleccionarán

ampliaciones planificadas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda.

322(b) Cuando se ejecuten ampliaciones cuyo principal objetivo sea la mejora de la confiabilidad por encima de los CDM, se deberá adoptar un régimen operativo que asegure que las mejoras de confiabilidad sean efectivas.

322(c) El proceso de planeamiento debe considerar que: (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes y OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones son indicativas y deben ser verificadas en cada caso.

322(d) La información sobre cada nuevo proyecto de generación a transmisión que envíen los OS/OM deberá incluir como mínimo:

I. Empresa o Agente promotor del proyecto
II. Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados.
III. Datos necesarios para la Base de Datos Regional
IV. Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo
V. Los costos estimados del proyecto, con detalle de la metodología de cálculo, los cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos. Nivel estimado de error en cómputos y costos.
VI. Avance del financiamiento del proyecto.

322(e) El EOR desarrollará un criterio para estimar un porcentaje de incremento de los costos informados de un proyecto en concepto de imprevistos, en función del grado de avance del mismo.

322(f) A fin de considerar horizontes de planeamiento prolongados, el EOR podrá suponer que existirán ampliaciones adicionales de la generación que permitirán cubrir la demanda del sistema en cada momento y que la ubicación y disponibilidad de las nuevas plantas necesarias van a estar definidas por decisiones que aseguren la rentabilidad de las nuevas inversiones.

13.3. ALCANCE DEL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO

Artículo 323.- El Diagnóstico de Mediano Plazo tendrá los siguientes objetivos:

323(a) Revisar la capacidad de transmisión de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, que cumplan con los CDM;

323(b) Formular recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y/o modificaciones de las instalaciones de la RTR para mantener la confiabilidad de la red en los niveles establecidos o disminuir los Costos de Operación del MER;

323(c) Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales que puedan afectar la confiabilidad en el ámbito regional o que aumenten los Costos de Operación del MER, y proponer en cada caso las eventuales medidas correctivas o preventivas;

323(d) Evaluar la conveniencia del cambio de interruptores por otros de mayor capacidad de interrupción, cuando estos resulten una limitante para las ampliaciones de la red o de la generación;

323(e) Analizar el impacto sobre la RTR de la conexión de nuevas plantas generadoras en las redes nacionales cuando su potencia sea mayor a 50 MW, o de nuevas demandas cuya potencia sea superior a 20 MW, o a pedido de la CRIE;

323(f) Analizar el impacto sobre la RTR de la construcción de ampliaciones de las redes de transmisión nacionales, cuando su tensión sea mayor a 60 kV; u otras ampliaciones a pedido de la CRIE.

13.4. CONCEPTOS A CONSIDERAR EN EL PLANEAMIENTO

Artículo 324.- El excedente del consumidor se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no Servida valorizada al respectivo Costo de la Energía no Servida. La CRIE desarrollará la metodología de cálculo del excedente del consumidor en base las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles de consumo.

Artículo 325.- El excedente del productor se calcula como la diferencia entre las cantidades de energía vendidas por los generadores a cada precio por los respectivos precios menos las cantidades ofertadas por los precios a los que se realizan las ofertas de ventas.

Artículo 326.- Hasta tanto se disponga de una metodología aprobada de cálculo del excedente del consumidor, la función objetivo de la planificación regional será el valor presente de los costos de abastecimiento que permiten atender la demanda proyectada. Los costos de abastecimiento incluyen: costos variables de combustible, operación y mantenimiento; costo de la Energía no Servida; inversiones incrementales en transmisión; gastos incrementales de operación y mantenimiento en transmisión y, si la extensión del horizonte de análisis lo hiciera necesario, inversiones y gastos incrementales en generación.

Artículo 327.- El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en la Energía no Servida asociados a cada escenario.

Artículo 328.- El valor presente neto de las series de costos se calculará usando una tasa de descuento que definirá la CRIE sobre la base de la metodología conocida como WACC "Weighted Average Cost of Capital". El valor que se adopte de WACC deberá considerar adecuadamente los valores promedio de riesgos del conjunto de los Países

Miembro.

Artículo 329.- El modelo de planificación podrá identificar beneficios y costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, o a obras individuales que propongan los Agentes dentro del concepto de Ampliaciones a Riesgo.

13.5. DEPARTAMENTO DE PLANEAMIENTO

Artículo 330.- El Planeamiento se desarrollará en un Departamento especializado del EOR, que deberá producir los informes mencionados en el Artículo 320.- de este Reglamento. Los Informes que se eleven a la CRIE incluirán cuando corresponda, propuestas de Ampliaciones Planificadas, de acuerdo a los procedimientos establecidos el Artículo 333.- de este Reglamento.

Artículo 331.- El trabajo del Departamento de Planeamiento del EOR será auditado por un Comité de Especialistas que será designado y pagado por la CRIE, quienes analizarán e incorporarán observaciones a los estudios. Cada vez que el EOR eleve a la CRIE los Informes de Planeamiento a Largo Plazo y de Diagnóstico de Mediano Plazo, deberá contar con la opinión del Comité de Especialistas. Para los demás informes el EOR podrá opcionalmente consultar a este Comité.

Artículo 332.- El Departamento de Planeamiento, a pedido de un Iniciador de una Ampliación a Riesgo, deberá realizar los estudios necesarios previstos en el título 14.3 para determinar el Ingreso Autorizado que puede corresponder a una Ampliación a Riesgo.

13.6. PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN

Artículo 333.- Los procedimientos que seguirá el EOR para la planificación seguirán las siguientes etapas:

333(a) La información a usarse será la contenida en la Base de Datos Regional, que se describe en el capítulo 6.3 del ROTC. La información de la Base de datos Regional será actualizada con datos que deben suministrar los OS/OM de cada país, y con fuentes propias;

333(b) Se solicitará a la CRIE el valor de la tasa de descuento a utilizarse.

333(c) Definir un conjunto de escenarios, basándose en combinaciones probables de evolución de las variables y criterios siguientes:

I. Estrategias de expansión de la generación y transmisión, considerando como mínimo un escenario con autosuficiencia de los Países, y uno o varios con el desarrollo de proyectos a escala regional;

II. Proyecciones de la demanda;

III. Tecnologías a considerarse para la expansión;

IV. Costos de inversión en nuevas instalaciones;

V. Proyecciones del precio de los combustibles usados en la región;

VI. Nuevas instalaciones generadoras y de transmisión

333(d) Mediante el Modelo de Planificación se obtendrá la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos en el artículo.

333(e) Simular el funcionamiento del MER para cada uno de los escenarios previstos operando sobre la estrategia de expansión seleccionada, con el Modelo de Simulación. Se verificará la factibilidad técnica y una razonable coincidencia entre los resultados del Modelo de Planificación y los resultados de las simulaciones.

333(f) Verificar la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno sea compatible con la tasa de descuento regional. De ser necesario efectuar correcciones a los parámetros del Modelo de Planificación y repetir el proceso descrito en este artículo.

333(g) Analizar el funcionamiento estático y dinámico de la RTR con los Modelos de Estudios Eléctricos. Definir la Capacidad de Transmisión de las ampliaciones de la transmisión, con la metodología que se detalla en el capítulo 19, en base a los estudios que se definen en el capítulo 21 de este Reglamento.

333(h) Para la evaluación del comportamiento estático y dinámico se analizará el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas, según las cuales para determinadas situaciones topológicas tipificadas se exigirá que ciertas variables se encuentren dentro de los límites que fijan los CDM

333(i) En los estudios estáticos y dinámicos se partirá de un nivel de disponibilidad total (situación N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) de líneas, transformadores y generadores. El criterio a usarse es el de los CDM.. Se verificará en cada caso el costo de la energía no servida en las situaciones de contingencia simple, y se la comparará con el costo de mantener el servicio en caso de ocurrir cada contingencia.

333(j) Realizar estudios de riesgos, tanto técnicos como económicos, y la evaluación de costos de arrepentimiento. Los estudios de riesgos técnicos deberán como mínimo determinar el valor esperado de la energía no servida en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada. De resultar de estos estudios riesgos que se consideren elevados, se deberán corregir los escenarios de planificación y repetir el proceso.

333(k) Calcular los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes Generadores y Consumidores a través de los CURTR, rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes Generadores y Consumidores, cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

Artículo 334.- En base al procedimiento descrito en el Artículo 333.- , el EOR preparará una lista de las ampliaciones de la transmisión que resultan seleccionadas en base a los indicadores de evaluación calculados según los requerimientos del artículo 333(k) y la estimación del riesgo que resulta del proceso descrito en el artículo 333(j). Para elaborar esta lista el EOR seguirá las siguientes lineamientos:

334(a) Incluir en la lista las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos años siguientes.

334(b) Identificar dentro del grupo mencionado en el Artículo 334(a) a aquellas expansiones para las cuales Beneficios Sociales están mayormente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales.

334(c) Identificar dentro del grupo mencionado en el Artículo 334(a) a aquellas expansiones para las cuales Beneficios Privados están mayormente concentrados en no más de tres Agentes Generadores o Agentes Consumidores. El criterio para esta clasificación será que un único Agente Generador o Agentes Consumidor concentre mas del 50% del beneficio, y/o tres agentes más del 80%.

334(d) Identificar como candidatas a Ampliaciones Planificadas, a aquellas que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el Artículo 334(a), salvo las luego identificadas en los Artículos 334(b) y 334(c).

Artículo 335.- Preparar los informes con recomendaciones para la CRIE y someterlo a la consideración del Comité de Especialistas. Estos informes deberán incluir la lista de recomendaciones seleccionadas según el procedimiento descrito en el artículo 334(d). Las ampliaciones identificadas según el procedimiento descrito en los Artículos 334(b) y 334(c) serán incluidas en una lista de candidatas a Ampliaciones a Riesgo, siendo necesaria para su consideración que el País los Agentes Generadores o Agentes Consumidores que concentran la mayor parte de los beneficios se hagan cargo de los costos de construcción en proporción al porcentaje de beneficios que obtienen de la ampliación.

Artículo 336.- El EOR incluirá en el Informe de Planeamiento a Largo Plazo de la RTR y el Diagnóstico de Mediano Plazo la lista de las ampliaciones recomendadas mencionada en el Artículo 335.- . Para cada ampliación recomendada el EOR deberá suministrar la siguiente información:

336(a) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio.

336(b) Costo estimado de la obra junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar, a conformidad de la CRIE, la factibilidad de la ampliación con el costo propuesto. La tasa de retorno de la ampliación propuesta

debe ser mayor o igual a la tasa de descuento que especifique la RTR cada año.

336(c) La evaluación que permita acreditar la conveniencia de la ampliación y los beneficios que la obra introducirá para los Agentes.

336(d) El diseño general de las instalaciones propuestas que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión establecidas en las regulaciones nacionales de los países donde se construirá la ampliación.

336(e) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento en la RTR de los Criterios de Desempeño Mínimo con las nuevas instalaciones propuestas.

336(f) Estimación de los Cargos de Transmisión con y sin las nuevas instalaciones propuestas, conforme al Régimen Tarifario establecido en el capítulo 12 de este Reglamento.

336(g) Evaluación para cada Agente Generadores y Consumidores y país, del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que debe asumir.

336(h) Identificación de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, trasmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación propuesta. Identificar bajo que condiciones de incumplimiento de las hipótesis, es decir retrasos en la puesta en servicio de la generación o en alcanzarse los niveles de demanda previstos la ampliación podría dejar de ser conveniente.

336(i) Identificación del impacto ambiental de la ampliación, según los criterios fijados en los Capítulos 17 y 18 de este Reglamento.

13.7. PROYECCIONES DE LA DEMANDA

Artículo 337.- El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM de cada País Miembro. No obstante el EOR deberá realizar proyecciones y adecuaciones a las proyecciones de la demanda con modelos y criterios propios. En caso de surgir diferencias importantes entre sus proyecciones y las de los OS/OM, deberá presentar un informe con las diferencias y su diagnóstico a los OS/OM, quienes deberán responder en un plazo de no más de diez días. Una vez recibida la respuesta de los OS/OM involucrados, el EOR decidirá sobre la información que finalmente utilizará.

13.8. COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA

Artículo 338.- A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE realizará un estudio para determinar el Costo de la Energía no servida a nivel regional. Ese estudio deberá ser completado y aprobado por la CRIE no después de un año posterior a la vigencia de este Reglamento. Hasta tanto se completen estos estudios, se utilizará un valor de 500 US$/MWh no servido.

13.9. MODELOS PARA EL PLANEAMIENTO

13.9.1. OPTIMIZACIÓN DE LAS EXPANSIONES

Artículo 339.- El EOR utilizará un Modelo de Planeamiento de la transmisión con las siguientes características:

339(a) Capacidad de identificar las expansiones de transmisión y generación que maximicen el valor presente neto del Beneficio Social, calculado como la esperanza matemática del excedente del consumidor menos los costos de combustible, operación, mantenimiento, energía no servida, inversiones incrementales y gastos fijos incrementales asociados a expansiones de la transmisión o generación.

339(b) Capacidad de identificar las expansiones de transmisión y generación que minimicen el valor presente neto de la esperanza matemática de los costos de combustible, operación y mantenimiento, costo de la energía no servida, inversiones y gastos fijos incrementales asociados a expansiones de la transmisión o la generación.

339(c) Capacidad de seleccionar la estrategia que minimice el máximo arrepentimiento asociado a un conjunto de escenarios, a los cuales se les podrán asignar diferentes probabilidades. El costo de arrepentimiento se calculará en base a los mismos conceptos definidos en el artículo anterior.

339(d) Permitir la definición de la función objetivo como un beneficio mínimo (o costo de abastecimiento máximo) asociado a cierta probabilidad de ocurrencia ("value at risk").

339(e) Considerar como variables aleatorias para el cálculo de la esperanza matemática de los costos de operación a: (1) fallas en líneas o generadores; (2) hidrología; (3) costos de combustible; (4) demanda. Quedarán a criterio del EOR las variables que serán consideradas como aleatorias.

339(f) Considerar como enteras a las variables asociadas a expansiones de la transmisión y opcionalmente a plantas generadoras elegidas por el usuario del modelo.

339(g) Proyectar la demanda de energía y potencia sobre la base de valores iniciales por país y nodo, con tasas diferentes. La proyección deberá proveer datos de demanda por nodo de la RTR, por mes y por bloque de la curva de carga.

339(h) Deberá identificar Beneficios Privados de los Agentes Generadores o Agentes Consumidores seleccionados por el usuario del modelo, que se calcularán entre pares de escenarios especificados por el usuario del modelo como: (1) para Agentes Generadores como la diferencia entre ambos estados de los ingresos netos por venta de energía a los precios nodales y costos variables: (2) para Agentes Consumidores como la diferencia entre ambos estados de los costos de compra, suponiendo la elasticidad de la demanda que suministre el usuario.

339(i) Capacidad de modelar la red de transmisión completa de la RTR como un modelo en que los flujos en cada línea de transmisión sean una función lineal de las inyecciones y retiros en cada nodo (modelo de corriente continua).

339(j) Optimización de la operación de los embalses a largo plazo.

339(k) Horizonte de planificación de al menos quince años.

339(l) Posibilidad de calcular automáticamente o aceptar como dato de entrada un "costo de fin de juego" al fin del horizonte de planificación.

13.9.2. SIMULACIÓN DEL MER

Artículo 340.- El EOR dispondrá de un modelo de simulación del MER con las siguientes capacidades:

340(a) Modelado de la red de transmisión regional y las redes nacionales.

340(b) Representación de toda la generación regional.

340(c) Optimización a largo plazo de la operación de los embalses, suponiendo un comportamiento estocástico de los caudales en los ríos donde se ubican plantas generadoras hidroeléctricas. El modelo de comportamiento estocástico deberá respetar las autocorrelación temporal de las series históricas de caudales, así como las correlaciones espaciales entre series en distintas estaciones de medida.

340(d) Los generadores ofertan costos variables o precios. En caso que oferten costos variables, cálculo automático del mismo en función del costo del combustible y consumos específicos.

340(e) Ofertas de los generadores hidráulicos sobre la base de valores del agua estimados por el arbitraje óptimo entre generación inmediata o almacenamiento para ingresos futuros,

340(f) Modelación de distintos niveles de falla y costos asociados de la energía no servida.

340(g) El modelo podrá usar para la simulación series hidrológicas sintéticas o históricas. La generación sintética de series hidrológicas debe ser una opción del modelo, la cual se debe basar en los registros históricos. El modelo debe permitir el relleno de registros faltantes de las series hidrológicas sobre la base de correlaciones con otras estaciones de medida y autocorrelación con datos de la misma estación.

340(h) Cálculo de los precios nodales, ingresos de los generadores, costo de abastecimiento de la demanda, y CVT.

340(i) Cálculo de la Renta de Congestión.

340(j) Opción de cálculo de los costos de combustible de plantas seleccionadas sobre la base de la variación de un único indicador (por ejemplo WTI)

13.9.3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Artículo 341.- El EOR adquirirá modelos internacionalmente reconocidos para los estudios eléctricos: flujo de cargas, estabilidad, cortocircuitos, transitorios electromagnéticos, coordinación de protecciones, confiabilidad. Estos modelos deberán permitir:

341(a) Evaluar el comportamiento de la RTR en estado permanente;

341(b) Determinar la máxima capacidad de transferencia de cada componente de la RTR;

341(c) Evaluar el comportamiento de la RTR después de transitorios electromecánicos o electromagnéticos producidos por fallas de componentes o maniobras.

13.10. COORDINACIÓN CON LAS AMPLIACIONES DE LOS SISTEMAS NACIONALES

Artículo 342.- Los OS/OM deberán informar por escrito a la CRIE de las ampliaciones de los respectivos sistemas de transmisión. Cuando la Ampliación es en una tensión mayor a 60 kV, junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.

Artículo 343.- Cuando la ampliación sea en tensiones mayores a 60 kV, la CRIE solicitará a éste que realice la evaluación sobre si la ampliación formará parte de la RTR. Para esta evaluación el EOR seguirá los criterios y procedimientos que se establecen en el Capítulo 5 de este Reglamento.

Artículo 344.- Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación formará parte de la RTR:

344(a) La CRIE será la responsable de aprobar la Ampliación, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el título 14.3 para las Ampliaciones a Riesgo.

344(b) La CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la Ampliación en los términos descriptos en el Artículo 368.- y sobre la base de los resultados de esta evaluación, el Ingreso Autorizado que el titular de la Ampliación podría percibir. La CRIE informará al titular de la Ampliación sobre el Ingreso Autorizado que le podría corresponder.

344(c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado a ser recaudado por medio del CURTR, o prefiere mantener la totalidad de los DT asociados a la Ampliación.

14. AMPLIACIONES DE LA RTR.

Artículo 345.- El artículo 17 del Tratado establece que, de acuerdo con los procedimientos legales de cada país, cada Gobierno se compromete a otorgar autorizaciones, permisos, o concesiones, según corresponda, para futuras expansiones de las redes de transmisión regional a la EPR u otras empresas de transmisión regional.

Artículo 346.- Las ampliaciones de la RTR pueden surgir de uno de los siguientes procesos:

346(a) Obras identificadas en el proceso de Planeamiento a Largo Plazo o en el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR que sean aprobadas por la CRIE, en

adelante denominadas Ampliaciones Planificadas;

346(b) Ampliaciones a Riesgo que hayan sido identificadas en el proceso de Planeamiento a Largo Plazo o en el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, que no sean consideradas Ampliaciones Planificadas por concentrar sus beneficios en un único País o en pocos Agentes Generadores o Agentes Consumidores, pero que los Agentes Generadores o Agentes Consumidores en los que se concentra el beneficio acepten hacerse cargo de la proporción del costo de la expansión proporcional a sus beneficios. La remuneración reconocerá un Ingreso Autorizado en función de los beneficios a terceros, siguiendo los criterios definidos en el Artículo 368.- de este Reglamento.

346(c) Ampliaciones a Riesgo propuestas por los Agentes o terceras partes, que sean autorizadas por las regulaciones nacionales e identificadas por el EOR como pertenecientes, a partir de su operación comercial, a la RTR. En estos casos los Reguladores Nacionales deberán elevar a la CRIE la Solicitud para realizar la ampliación presentada por los Agentes, quién deberá decidir sobre su aprobación. Las autorizaciones, permisos, o concesiones deberán ser finalmente otorgadas por el Regulador Nacional del país donde se ubique la ampliación, una vez que hayan sido autorizadas por la CRIE;

14.2. APROBACIÓN AMPLIACIONES PLANIFICADAS

Artículo 347.- Las ampliaciones planificadas sólo podrán ser autorizadas por la CRIE cuando los estudios técnico económicos demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social a nivel regional, y en consecuencia estén en la lista que prepara el EOR según lo establecido en el Artículo 334.- de este Reglamento, y que sean incluidas en los Informes de Planeamiento a Largo Plazo o de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR. La CRIE verificará que en que los estudios realizados por el EOR el valor presente neto, calculado con la tasa de descuento que fije la CRIE, del costo total asociado a suplir la demanda con la generación y transmisión construida o en construcción menos los costos de capital, operación y mantenimiento y energía no suministrada asociados a la expansión sea mayor que cero.

Artículo 348.- La CRIE verificará la consistencia general de la información contenida en el Informe de Planeamiento a Largo Plazo, o de Diagnóstico de Mediano Plazo y podrá requerir la presentación de información faltante o adicional al EOR.

Artículo 349.- La CRIE analizará el Informe de Planeamiento a Largo Plazo y el Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo para verificar que cumple los criterios y procedimientos que establece el Reglamento, en particular en lo referente a:

349(a) La conveniencia económica de las obras;

349(b) El cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo de la RTR;

349(c) El cumplimiento de las regulaciones ambientales nacionales y regionales.

Artículo 350.- Dentro de los cinco días hábiles desde el momento en que la información contenida en el informe de Planeamiento a Largo Plazo y en el Diagnóstico de Mediano

Plazo esté completa, la CRIE procederá a incluir en su sitio de Internet estos informes con las recomendaciones presentadas por el EOR, invitando a todas las partes interesadas enviar sus comentarios y observaciones dentro de un plazo de 30 días. La noticia sobre la disponibilidad en el sitio de Internet del informe será publicada en dos periódicos de circulación es cada país durante tres días consecutivos.

Artículo 351.- La CRIE invitará a los Agentes identificados como candidatos a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones propuestas por el EOR que cumplen con las condiciones que se detallan en el Artículo 334(b) a analizar su interés en encarar la Ampliación a Riesgo. Estos tendrán un plazo de 60 días para dar una respuesta a la CRIE.

Artículo 352.- En un plazo no mayor de 75 días de recibida las recomendaciones contenidas en los Informes de Planeamiento a Largo Plago y de Diagnóstico de Mediano Plazo, y una vez obtenidas las respuestas de los OS/OM y los Agentes según lo mencionado en el Artículo 351.- , la CRIE, en consulta con los Reguladores Nacionales, decidirá la aprobación o rechazo de cada una de las Ampliaciones Planificadas propuestas sobre la base de las conclusiones obtenidas de la verificación de los respectivos informes, las opiniones y las eventuales observaciones recibidas de organismos u opinión pública.

Artículo 353.- La CRIE emitirá una resolución aprobando o rechazando las ampliaciones planificadas por el EOR. El dictamen podrá aprobar parcialmente el conjunto de obras propuestas en el plan de ampliaciones, pero en este caso deberá requerir la opinión del EOR con relación al impacto de esta medida. La resolución deberá estar fundamentada con todos los estudios realizados y contener todas las opiniones y observaciones emitidas sobre el plan propuesto. La CRIE notificara la resolución al EOR y los OS/OM.. Asimismo, la CRIE publicara la resolución en su sitio de Internet.

Artículo 354.- De considerarlo procedente, la CRIE podrá requerir del EOR, la reformulación de la propuesta completa o parcialmente en relación con alguna Ampliación Planificada en particular. El EOR, contará con un plazo, determinado por la CRIE de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original.

14.3. APROBACIÓN DE AMPLIACIONES A RIESGO

Artículo 355.- El OS/OM de cada país deberá informar al EOR de las ampliaciones de sus sistemas de transmisión solicitadas por Agentes de su país o terceros en tensiones mayores a 60 kV. El EOR deberá realizar los estudios que permitan determinar si esta ampliación pertenecerá a la RTR, aplicándose los procedimientos previstos en el Título 13.10 de este Reglamento.

Artículo 356.- Las ampliaciones solicitadas por los Agentes y que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER, y que no sean identificadas por el procedimiento descrito en el Título 13.10 de este Reglamento como pertenecientes a la RTR, deberá ser realizada siguiendo los procedimientos establecidos por la regulación nacional, pero quedando a cargo de cada OS/OM verificar que la ampliación

no afecte la Capacidad de Transmisión ni el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo en la RTR.

Artículo 357.- Cuando una ampliación tenga por objeto conectar directamente con la RTR a un Agente que no está vinculado con la red de su país quedará sujeto a aprobación por la CRIE, adicionalmente a las autorizaciones requeridas en los países involucrados.

Artículo 358.- Un Iniciador en una Ampliación a Riesgo, a fin de completar la Solicitud que deberá presentar a la CRIE según lo dispuesto en el Artículo 360.- de este Reglamento, solicitará al EOR: (1) la información contenida en la Base de Datos Regional; (2) los estudios necesarios para solicitar un Ingreso Autorizado, según los requerimientos que se especifican en el Artículo 361.- de este Reglamento. El EOR podrá establecer una tarifa para la realización de los estudios mencionados en el párrafo anterior, la cual debe ser fija y estar publicada en el sitio de Internet. Esta tarifa sólo puede cubrir sus costos directos y deberá ser aprobada por la CRIE.

Artículo 359.- Las Ampliaciones a Riesgo, a los efectos del cálculo de su Ingreso Autorizado se clasifican en:

359(a) Instalaciones para vincular un Agente a la RTR, que puede consistir en líneas de transmisión, transformadores y conexiones a subestaciones existentes. Para este tipo de ampliaciones, el Iniciador sólo podrá percibir un Ingreso Autorizado en caso de que nuevos Agentes Generadores deseen usar la interconexión para vincularse a la RTR si la misma se construyó para realizar inyecciones a la RTR, o en caso que nuevos Agentes Consumidores deseen conectarse si el objetivo de la ampliación fue el de realizar retiros de la RTR. En este caso el Ingreso Autorizado será fijado por la CRIE, en base al Costo Estándar de la Ampliación, la distancia de la nueva conexión a la subestación más próxima de la RTR y la potencia máxima inyectada o retirada por el nuevo Agente Generadores o Agentes Consumidores en relación con la capacidad de la instalación. Los Ingresos Autorizados serán pagados exclusivamente por los nuevos Agentes Generadores o Agentes Consumidores que se conecten a la ampliación.

359(b) Refuerzos a la RTR, consistentes en instalaciones que vinculan nodos existentes de la RTR. Para este tipo de instalaciones, el Iniciador sólo tendrá derecho a percibir un Ingreso Autorizado en los términos previstos en el Artículo 361.- de este Reglamento.

359(c) Las instalaciones que fueron identificadas en el proceso de planeamiento, e incluidas en los Informes de Planeamiento a Largo Plazo o Informe de Diagnóstico que concentran los beneficios en un solo País o en pocos Agentes Generadores o Agentes Consumidores. En estos casos la ampliación quedará clasificada dentro las categorías definidas en los Artículos 359(a) o 359(b) según corresponda.

Artículo 360.- La Solicitud para realizar la Ampliación a Riesgo será presentada a la CRIE. Para cada obra propuesta, el respectivo Iniciador deberá incluir junto con la Solicitud la siguiente información:

360(a) Constancia que es un Agente en el País donde se ubica la ampliación, o de

que está tramitando la misma según lo establecido en la correspondiente regulación nacional.

360(b) Memoria técnica de la ampliación, identificando claramente la ubicación de las instalaciones asociadas, que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión vigentes en cada país donde se ubiquen las respectivas instalaciones.

360(c) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo con la obra propuesta, presentando los estudios que se requieren con este objetivo, realizados con los criterios que se establecen en el Capítulo 20 de este Reglamento. Estos estudios deberán ser realizados por el Iniciador, y el EOR deberá suministrar toda la información que resulte necesaria para el estudio.

360(d) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio.

360(e) El costo estimado de la obra.

Artículo 361.- Un Iniciador puede solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado a la CRIE en los términos previstos en los Artículos 359(a) o 359(b) de este Reglamento. En este único caso, deberá incorporar a la Solicitud la siguiente información:

361(a) Resultados de un estudio solicitado al EOR, quién, usando la misma metodología que se aplica el Planeamiento a Largo Plazo, determinará: (1) valor presente neto del incremento de Beneficio Social de la región asociado a la ampliación solicitada por el Iniciador por un período de 15 años; (2) valor presente neto del Beneficio Privado que obtiene el Iniciador en el mismo período; (3) estimación propia del costo de la ampliación, sobre la base de los Costos Unitarios Estándar utilizados para el cálculo de los Ingresos Autorizados de los Agentes Transmisores, calculados según lo establecido en el título 12.2 de este Reglamento; (4) impacto de la ampliación sobre la Capacidad de Transmisión y los CURT en la RTR.

361(b) Indicación sobre si el cálculo del Ingreso Autorizado se basará en: (1) el Costo Estándar de la Ampliación o (2) el Canon resultante de una licitación publica internacional para la construcción, operación y mantenimiento de la Ampliación;

361(c) En caso de haber optado por la opción (2) en el Artículo 361(b), un borrador de Pliegos para el llamado a licitación publica internacional.

Artículo 362.- La CRIE verificará que la información contenida en la solicitud sea adecuada, pudiendo requerir al Iniciador la presentación de información faltante o adicional.

Artículo 363.- Dentro de los cinco días hábiles desde el momento que la información contenida en la solicitud esté completa, la CRIE procederá a:

363(a) Remitir la solicitud al EOR, los OS/OM y los Agentes Transmisores involucrados, a los efectos de contar con su opinión. El EOR, los OS/OM y los Agentes Transmisores contarán con un plazo de hasta 30 días para responder a la

consulta del CRIE. La opinión del EOR, los OS/OM y de los Agentes Transmisores no será vinculante. De no recibir el CRIE los comentarios del EOR, OS/OM o los Agentes Transmisores en el plazo indicado, considerará que no tienen observaciones.

363(b) Publicar, a cuenta del Iniciador, en dos periódicos de circulación nacional en cada País de la región la solicitud presentada, invitando a enviar comentarios y observaciones dentro de un plazo de 15 días.

Artículo 364.- En un plazo no mayor de 45 días de recibida la solicitud, la CRIE decidirá la aprobación o rechazo de la ampliación propuesta sobre la base de los resultados obtenidos, de su verificación, las opiniones y observaciones recibidas. El rechazo sólo podrá basarse en alguna de las siguientes condiciones: (1) que la ampliación, con el diseño presentado afecta la seguridad operativa de la RTR, o no permite el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo; (2) disminuye la Capacidad de Transmisión existente; (3) no cumple con los criterios ambientales establecidos en el Capítulo 18 de este Reglamento.

Artículo 365.- En caso que se dieran las condiciones previstas en el Título 14.7, el Iniciador deberá responder sobre si acepta la propuesta de hacerse cargo de parte de los costos de la Ampliación en un plazo de 45 días.

Artículo 366.- La CRIE emitirá una resolución aprobando o rechazando las ampliaciones, y especificando los cambios que será necesario introducir a la Ampliación para su aprobación. El Iniciador fijará el plazo que considere conveniente para introducir las adecuaciones al proyecto de ampliación y volverlo a presentar. La resolución deberá estar fundamentada con todos los estudios realizados y contener todas las opiniones y observaciones emitidas. La CRIE notificara la resolución al EOR, quien deberá ponerla en conocimiento de los OS/OM y de cada Agente a través de su sitio de Internet.

Artículo 367.- No habrá límites en el número de veces que un Iniciador puede volver a presentar una Solicitud para una ampliación que sea rechazada por la CRIE, aunque en cada caso deberá demostrar que ha encarado la resolución de los problemas identificados en la Resolución por la que fue rechazada.

Artículo 368.- En caso que la CRIE apruebe la Ampliación y el Iniciador haya solicitado un Ingreso Autorizado, la CRIE determinará si este corresponde y en caso positivo, el valor de Ingreso Autorizado a reconocer, de acuerdo a los siguientes criterios:

368(a) El Ingreso Autorizado de la ampliación será un porcentaje del valor mínimo entre: (1) el Canon resultante de una licitación pública internacional para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación; (2) el Ingreso Anual de la ampliación que resultaría de aplicar lo previsto en el Artículo 298.- para el cálculo del costo de inversión, y luego los procedimientos previstos en el Artículo 299.- . Este cálculo será realizado por el EOR como parte del informe previsto en el Artículo 361.- de este Reglamento.

368(b) El porcentaje mencionado en el Artículo 368(a) será igual al 90% de la relación entre el Beneficio Social total menos el Beneficio Privado del Iniciador,

dividido por el Beneficio Social total.

368(c) El Iniciador cederá automáticamente un porcentaje de los DFPP que les corresponde con motivo de la ampliación igual al porcentaje calculado en el Artículo 368(b). El DFPP cedido será ofrecido por el EOR en las subastas mensuales, y el monto recaudado por la venta será usado para el pago de los CURTR por parte de los Agentes Generadores y Consumidores que resulten responsables del mismo.

Artículo 369.- En caso de aprobación de la solicitud, el Iniciador deberá obtener la correspondiente autorización, permiso, o concesión del correspondiente Regulador Nacional. El Iniciador tendrá derecho a: (1) percibir DFPP por la Capacidad de Transmisión de la línea, según la metodología que se detalla en el Anexo 11; (2) percibir, en caso de haberlo solicitado el Ingreso Autorizado que resulta de la aplicación del Artículo 368.- , debiendo en este último caso ceder parte de los DFPP según lo establecido en el Artículo 368.- de este Reglamento.

Artículo 370.- Los DFPP que corresponden a una Ampliación a Riesgo serán evaluados por el EOR, siguiendo la metodología prevista en el Título 8 del Anexo 11.

Artículo 371.- En caso de ampliaciones realizadas para conectarse a la RTR en los términos definidos en el Artículo 359(a), el Iniciador podrá solicitar un Ingreso Autorizado a la CRIE a partir del momento en que la CRIE apruebe la conexión de un Agente Generador o un Agente Consumidor a la Ampliación de la cual es titular. En caso que la CRIE le otorgue el Ingreso Autorizado, el Iniciador deberá ceder al Agente Generador o Agente Consumidor que se conecta parte de los DFPP que le corresponden de acuerdo a la relación entre el Ingreso Autorizado y el Costo Estándar Anual de la Ampliación.

14.4. EJECUCIÓN DE LAS AMPLIACIONES PLANIFICADAS DE TRANSMISIÓN

14.4.1. RESPONSABLES

Artículo 372.- Las ampliaciones planificadas aprobadas por la CRIE que sean resultantes del proceso de planificación serán desarrolladas por un Agente Transmisor que será seleccionada a través de una licitación pública internacional, que se organizará con los siguientes criterios:

372(a) Una vez aprobadas las ampliaciones, la CRIE encomendará al EOR la preparación de los Documentos de Licitación, en base a Documentos de Licitación estándar del Banco Mundial o el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), que incluirán el desarrollo del proyecto básico de la ampliación planificada a licitarse. El EOR calculará un valor de Canon Máximo Aceptable, como el costo anual estimado incluido en el informe de Planeamiento a Largo Plazo o en el informe de Diagnóstico a Mediano Plazo según corresponda, y la tasa de descuento que fuera fijada por la CRIE, multiplicado por un factor comprendido entre uno punto diez (1.10) y uno punto veinte (1.2), que será fijado por la CRIE dentro de este rango. Los Documentos de Licitación y el Canon Máximo Aceptable será aprobado por la CRIE.

372(b) La CRIE elaborará los documentos para la Precalificación de empresas interesadas en presentar ofertas para el desarrollo de la ampliación planificada. En este documento la CRIE hará conocer a los interesados el Canon Máximo Aceptable.

372(c) La precalificación de las empresas interesadas se basará en condiciones de experiencia previa en desarrollo de proyectos de transmisión, suficiencia financiera y cumplimiento de requisitos legales, no pudiendo limitarse el número de empresas interesadas precalificadas.

372(d) El llamado a precalificación será publicado en un diario de mayor circulación en cada uno de los Países Miembros, de USA y al menos dos países de la UE, así como en el sitio de Internet de la CRIE.

372(e) La CRIE enviará a las empresas precalificadas los Documentos de Licitación, dando un tiempo no menor a dos meses para la presentación de las ofertas.

372(f) Cada oferente deberá presentar el valor de Canon solicitado, el cual será percibido por el ganador de la licitación por un período de amortización que será fijado por la CRIE en cada caso, pero que no podrá ser menor a diez años ni mayor a veinte años. La oferta se deberá basar en el proyecto básico. Se podrán presentar proyectos alternativos, pero sólo serán considerados en caso que correspondan a la propuesta ganadora, y que impliquen un Canon menor al ofertado.

372(g) La adjudicación de la licitación se realizará en dos etapas: (1) calificación de las ofertas a través de la verificación de los requisitos establecidos en los Documentos de Licitación; (2) para las ofertas calificadas, la adjudicación a la oferta que proponga el menor Canon, en la medida que esta sea menor al Canon Máximo Aceptable. Si no hubiera ninguna oferta aceptada, la licitación será declarada desierta, debiendo la CRIE solicitar que el EOR revise los estudios que determinaron la factibilidad de la ampliación y los Documentos de Licitación.

372(h) El adjudicatario deberá construir la ampliación, operarla y mantenerla, quedando sujeto al régimen de calidad de servicio que se describe en el Capítulo 9 de este Reglamento.

372(i) A partir del fin del Período de Amortización, se considerarán estas instalaciones como existentes, y quedarán sujetas a la remuneración igual a los costos de Administración, Operación, Mantenimiento y otros costos, estimados como se especifica en el Artículo 301.- de este Reglamento, mas la Compensación Base por Indisponibilidad.

372(j) El adjudicatario de la licitación obtendrá la autorización -permiso-concesión prevista en las regulaciones de los países donde se ubicará la ampliación planificada adjudicada.

14.4.2. AMPLIACIONES A RIESGO

Artículo 373.- Una vez aprobada por la CRIE una Ampliación a Riesgo, el Iniciador podrá: (1) llamar a una Licitación Pública Internacional, en los términos que se describen en este artículo; (2) contratar la ampliación en forma privada. A los efectos de la

alternativa (1)el procedimiento a seguirse será el siguiente:

373(a) Los Documentos de Licitación para la contratación de ampliaciones a riesgo será elaborado por el Iniciador y aprobados por la CRIE. La CRIE solicitará al EOR el cálculo del Canon Máximo Aceptable, con los mismos criterios que en el caso de ampliaciones planificadas. El proceso licitatorio será por el diseño, construcción, Operación y Mantenimiento y financiamiento de la ampliación.

373(b) El Iniciador deberá usar los criterios de precalificación que establezca la CRIE, tal como se describen en el Artículo 372.- de este Reglamento.

373(c) El Iniciador deberá enviar a todas las empresas precalificadas los Documentos de Licitación, dando un plazo razonable para la presentación de las propuestas, no menor a dos meses.

373(d) Los oferentes solicitarán como única remuneración un Canon anual por un Periodo de Amortización que definirá el CRIE, pero que no será menos a diez años ni superior a veinte años. El Agente Transmisor que resulte adjudicatario deberá operar y mantener las instalaciones, y estará sujeto al régimen de calidad del servicio establecido en el Capítulo 9 de este Reglamento.

373(e) La adjudicación de la licitación se realizará en dos etapas: (1) calificación de las ofertas a través de la verificación de los requisitos establecidos en los Documentos de Licitación; (2) para las ofertas calificadas, la adjudicación a la oferta que proponga el menor Canon, en la medida que esta sea menor al Canon Máximo Aceptable. El Iniciador podrá adjudicar a una oferta más cara, si acepta hacerse cargo de la diferencia de precios, quedando la misma automáticamente descontada del eventual Ingreso Autorizado que pudiera recibir.

373(f) A partir de del cumplimiento de Período de Amortización, se considerará estas instalaciones como existentes, sujetas a la remuneración establecida en el Artículo 301.- de este Reglamento.

373(g) El adjudicatario de la licitación obtendrá la autorización, permiso o concesión prevista en las regulaciones de los países donde se ubicará la ampliación adjudicada.

14.4.3. AMPLIACIONES A RIESGO CONTRATADAS EN FORMA PRIVADA POR LOS INICIADORES

Artículo 374.- Los Iniciadores de Ampliaciones a Riesgo que no soliciten percibir un Ingreso Autorizado, o que acepten que este se fije en base al Costos Estándar Anual que calculó el EOR, decidirán por su propia cuenta la forma de contratación de la construcción, financiamiento, operación y mantenimiento y se harán cargo del pago de todos los costos y compensaciones que surjan durante la operación de la ampliación. Las ampliaciones contratadas de esta forma estarán igualmente sujetas al régimen de calidad del servicio establecido en el Capítulo 9 de este Reglamento.

Artículo 375.- Una vez aprobada la ampliación a riesgo por la CRIE y el respectivo Regulador nacional y obtenido el permiso, concesión o autorización, el Iniciador podrá contratar la construcción, y si fuera necesario la operación y mantenimiento con un

Agente Transmisor.

14.4.4. SUPERVISIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN

Artículo 376.- La supervisión del diseño y la construcción de todas las ampliaciones de la RTR será realizada por el EOR, organismo que podrá contratar esta tarea con empresas consultoras independientes. El Iniciador deberán pagar al EOR un cargo por inspección de obras de las obras cuyo monto no podrá superar el 2% del Costo Estándar.

14.5. PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE AMPLIACIONES

Artículo 377.- La puesta en Operación Comercial de ampliaciones será realizada de acuerdo a lo indicado en el título 20.5 de este Reglamento.

14.6. OPERACIÓN COMERCIAL DE LAS AMPLIACIONES

Artículo 378.- Los titulares de ampliaciones que no sean Agentes Transmisores podrá habilitarse como tal, o presentando a la CRIE un contrato de operación y mantenimiento de las ampliaciones con un Agente Transmisor.

14.7. COMPATIBILIDAD ENTRE AMPLIACIONES PLANIFICADAS Y A RIESGO

Artículo 379.- Al evaluar una Ampliación a Riesgo, el EOR analizará si fuera conveniente introducir modificaciones al proyecto de la misma, tales que el incremento del Beneficio Social sea mayor que el costo marginal asociado a las modificaciones, ambos actualizados por la tasa de descuento fijada por la CRIE. El resultado de este análisis deberá ser comunicado a la CRIE.

Artículo 380.- Si el resultado mostrara que las modificaciones al proyecto son convenientes según el criterio expuesto en el artículo anterior, la CRIE deberá informarlo al Iniciador, proponiéndole una de las siguientes alternativas:

380(a) Que el Iniciador modifique el proyecto, adecuándolo a la propuesta del EOR. En ese caso el Beneficio Social incremental sería usado para incrementar el porcentaje mencionado en el Artículo 368.- de este Reglamento a que tiene derecho el Iniciador.

380(b) Que el Iniciador contrate la construcción de la Ampliación por licitación incluyendo la modificación. El costo adicional asociado a la modificación será considerado como si fuera una Ampliación Planificada, siendo pagado por los Agentes Generadores y Consumidores de acuerdo a lo previsto en el Capítulo 12 de este Reglamento. El costo adicional será un porcentaje del Canon que surgirá de dividir el Beneficio Social incremental de la Ampliación por el Beneficio Social total.

15. SISTEMA DE LIQUIDACIÓN

15.1. CUENTAS DE COMPENSACIÓN

Artículo 381.- El objetivo de las Cuentas de Compensación es permitir que los Agentes Generadores y Consumidores que deben pagar CURTR realicen liquidaciones durante todo un semestre con valores unitarios constantes, mientras que los Agentes Transmisores reciben pagos constantes que les permitan percibir sus Ingresos Autorizados Ajustados menos las compensaciones por incumplimientos del régimen de calidad del servicio.

Artículo 382.- El EOR administrará una Cuenta de Compensación por cada Agente Transmisor.

Artículo 383.- Las Cuentas de Compensación tendrán deberá mantener subcuentas por cada instalación del Agente Transmisor. En caso que los montos recaudados no sean suficientes para pagar todos los Ingresos Autorizados que corresponden a cada Agente Transmisor , la Cuenta de Compensación registrará, con signo negativo, un saldo a favor de su titular, por el cual recibirá intereses a una tasa que será fijada por la CRIE, los cuales serán acreditados el último día de cada mes.

Artículo 384.- En noviembre y mayo de cada año el EOR realizará el cálculo de los CURTR según los criterios que se establecen en el capítulo 12, los cuales tendrán validez a partir de los meses de enero y julio siguientes.

15.2. LIQUIDACIÓN DE LOS CARGOS POR USO DE LA RTR

Artículo 385.- El EOR informará el día 5 de cada mes, a los respectivos OS/OM los montos que los Agentes Generadores y Agentes Consumidores de cada País deberán pagar en concepto de CURTR correspondientes al mes anterior. Los valores de retiros máximos deberán ser informados por los OS/OM antes del día cinco de cada mes. Los montos totales a pagar son obligaciones de los Agentes Generadores y Consumidores del País, con independencia de la forma que cada regulación establezca para recolectar dichos montos.

Artículo 386.- Las cantidades a pagar por los Agentes Generadores y Consumidores de cada País serán calculadas por el EOR, en base a los valores vigentes de CURTR, los retiros máximos de los Agentes Consumidores y las generaciones históricas de los Agentes Generadores de acuerdo a las expresiones del Artículo 311.- de este Reglamento. Las generaciones históricas que se usarán para el cálculo de los pagos de los Agentes Generadores serán los utilizados por el EOR para el cálculo de los CURTR. Los valores de pagos serán informados en forma escrita a cada uno de los OS/OM nacionales separados de la siguiente forma:

386(a) Los pagos a percibir los Agentes Transmisores del País, separando:

I. Los pagos a cada Agente Transmisor del País propietario de Ampliaciones Planificadas

II. Los pagos por Ingresos Autorizados a cada Agente Transmisor propietario de una Ampliación a Riesgo,

III. Los pagos que deben recibir los Agentes Transmisores del propio País Miembro.

386(b) Los pagos que deben realizar los Agentes Consumidores y Agentes

Generadores.

Artículo 387.- Cada OS/OM tendrá 3 días para presentar observaciones a los valores informados por el EOR. El EOR deberá considerar las observaciones y responderlas en 3 días. De no ser satisfactoria la respuesta del EOR, el OS/OM podrá recurrir a la CRIE, lo cual no lo eximirá de su obligación de realizar los pagos.

Artículo 388.- Los montos que fueron informados deberán ser recolectados por los OS/OM y depositados en la cuenta que indique el EOR antes del día 15 de cada mes.

Artículo 389.- El EOR mensualmente realizará las conciliaciones y liquidaciones de los Agentes Transmisores y titulares de DF y/o DFPP. Para ello calculará:

389(a) Los ingresos que debe percibir cada Agente Transmisor, que será el Ingreso Autorizado Ajustado correspondiente al mes en el cual se realiza la conciliación, menos las compensaciones que le pudieran corresponder por aplicación del régimen de calidad del servicio. Las liquidaciones serán realizadas los días 16 de cada mes.

389(b) Los ingresos (egresos) del mes que corresponden a cada titular de DF o DFPP como la suma, extendida a todas las horas del mes, de la diferencia entre el Vector de Retiros valorizados al correspondiente precio nodal proveniente del predespacho menos el Vector de Inyecciones valorizado al correspondiente precio nodal proveniente del predespacho. El ingreso que corresponde a un titular de DF y/o DFPP es la suma de los ingresos (egresos) correspondiente a cada uno de los DF o DFPP de los cuales es titular.

389(c) Los montos que corresponden a cada Titular de DF y/o DFPP serán pagados por el EOR los días 16 de cada mes. Los montos a pagarse por este concepto se deducirán de los montos recaudados en concepto de CVT, tal como se describe en el artículo 390(a) de este Reglamento.

Artículo 390.- El EOR calculará los montos de CVT que corresponde liquidar a los Titulares Iniciales de cada instalación de la RTR, asociados a los DF o DFPP no asignados en las subastas. Para ello el EOR calculará para cada instalación de la RTR:

390(a) El monto recolectado en función de CVT en cada instalación de la RTR, se calculará como la suma extendida a todas las horas del mes de la diferencia entre la energía saliente de la instalación valorada al precio nodal en el extremo receptor menos la energía entrante valorada al precio nodal en el nodo emisor. Los precios nodales serán los correspondientes al predespacho.

390(b) El monto a ser asignado a los Titulares Iniciales de cada instalación será el resultado de la siguiente suma algebraica:

I. La recolección total por CVT según el criterio del Artículo 390(a);

II. Mas las cantidades recolectadas cada mes en concepto de pagos por compra de DT en las subastas, que serán calculados con la metodología descrita en el Título Titulo 7 del Anexo 11;

III. Menos los pagos de CVT que se realicen a los Titulares de DF o DFPP que surjan

de la diferencia de precios en cada instalación, calculada esta última de acuerdo a la metodología que se describe en el Título 9 del Anexo 11;

390(c) El monto calculado según lo dispuesto en el artículo 390(b) será utilizado por el EOR para la liquidación del Ingreso Autorizado al Agente Transmisor al que pertenece la Instalación.

Artículo 391.- El día 17 de cada mes el EOR procederá a actualizar las Cuentas de Compensación de cada instalación de la RTR, y a realizar la liquidación a los respectivos Agentes Transmisores, utilizando: (1) los montos recibidos de los OS/OM que fueron pagados por los Agentes Generadores y Consumidores del respectivo país en concepto de $CURTRD_p$ y $CURTRG_p$ según lo dispuesto en el Artículo 385.- de este Reglamento; (2) los montos recaudados por CVT, descontados los pagos a Titulares de DT; (3) los ingresos por venta de DT. Para ello el EOR calculará para cada instalación de la RTR:

391(a) Calculará el ingreso provisorio a acreditar de cada instalación como: (1) el Ingreso Autorizado Ajustado; (2) menos los descuentos por compensaciones asociadas al régimen de calidad del servicio; (3) menos los ingresos de CVT calculados según lo dispuesto en el Artículo 390.- de este Reglamento;

391(b) Sobre la base del monto total recaudado en concepto de CURTR, asignará el monto a asignar a cada instalación, en proporción al Ingreso Autorizado Ajustado utilizado para el cálculo de los CURTR.

391(c) Si el monto asignado a una instalación es mayor o igual que el respectivo ingreso provisorio a acreditar: (1) depositará en el Fondo de Excedentes la diferencia entre el monto asignado y el ingreso provisorio a acreditar; (2) pagará al Agente Transmisor titular de la instalación el ingreso provisorio acreditado (3) dejará en cero el respectivo saldo de la Subcuenta de Compensación;

391(d) Si el monto asignado a una instalación es menor que el respectivo ingreso provisorio a acreditar, pero mayor que el saldo positivo de la respectiva Cuenta de Compensación: (1) retirará del Fondo de Excedentes la diferencia entre el ingreso provisorio a acreditar y el monto asignado (2) pagará al Agente Transmisor titular de la instalación el ingreso provisorio acreditado (3) el saldo de la respectivo Subcuenta de Compensación quedará igual al saldo anterior menos la cantidad retirada del Fondo de Excedentes.

391(e) Si el monto asignado a una instalación es menor que el respectivo ingreso provisorio a acreditar más el saldo positivo de la respectiva Cuenta de Compensación: (1) retirará del Fondo de Excedentes el valor del saldo de la Cuenta de Compensación de la instalación (2) pagará al Agente Transmisor titular de la instalación el monto asignado más el saldo de la cuenta de Compensación (3) el saldo negativo de la respectivo Subcuenta de Compensación quedará igual a la diferencia entre el ingreso provisorio a acreditar y la cantidad efectivamente pagada al Agente Transmisor titular de la instalación.

Artículo 392.- Los días 17 de cada mes el EOR:

392(a) Informará a cada OS/OM de las liquidaciones que resultan de la aplicación de

lo previsto en el Artículo 391.- y los saldos que registró en la Cuenta de Compensación de cada Agente Transmisor del País Miembro.

392(b) Procederá a la liquidación de los correspondientes montos que resultan de la aplicación de los criterios que se establecen en el Artículo 390.- y el Artículo 391.- , . Estos pagos se realizarán el día 18 de cada mes.

16. DISEÑO DE AMPLIACIONES, PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DEL DE LA RTR

Artículo 393.- Los equipamientos a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán cumplir como mínimo con los Criterios de Diseño establecidos en el Título 19.1 de este Reglamento, con la regulación del País Miembro donde los nuevos equipamientos están instalados. En todos los casos deberán permitir la operación del Sistema de Transmisión de acuerdo a los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el Título 19.2.10 de este Reglamento.

Artículo 394.- Los equipamientos a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán cumplir con los siguientes criterios generales de diseño en el orden de prelación que se indica a continuación:

394(a) Los criterios establecidos en el presente Reglamento;

394(b) Las regulaciones vigentes en cada país hasta el presente para el diseño de los equipamientos en cada nivel de tensión;

394(c) Los criterios de diseño de las instalaciones de la Línea SIEPAC que sean aprobadas para su construcción.

Artículo 395.- De existir diferencias entre las normas y/o criterios usados en cada país que hagan necesario o conveniente la mejora, uniformización o compatibilización de las mismas, los Agentes Transmisores presentarán ante la CRIE una solicitud, la cual contendrá un análisis técnico de las incompatibilidades y sus efectos sobre la RTR y la propuesta de adopción de las nuevas normas o criterios.

Artículo 396.- La CRIE, opcionalmente en consulta con los Reguladores de los Países afectados, y el EOR evaluarán el pedido, y de considerarlo conveniente, emitirá una Resolución con la nueva regulación, la cual será de aplicación en todo el ámbito de la RTR.

17. USO DE ESPACIOS PÚBLICOS Y PRIVADOS PARA INSTALACIONES DE TRANSMISION

Artículo 397.- De acuerdo a lo establecido en el artículo 17 del Tratado las autorizaciones, permisos y concesiones para el uso de los espacios públicos y privados serán otorgadas por cada Gobierno cuando se cumplan los procedimientos legales de cada país, según corresponda, para futuras expansiones de las redes de transmisión regional.

Artículo 398.- Los aspectos que deben ser considerados para facilitar la obtención de autorizaciones son:

398(a) Los Reguladores Nacionales deben identificar todas las normas vigentes en cada país sobre ordenación del territorio y urbanismo, e identificar la forma de evitar que su cumplimiento pueda ocasionar demoras que vayan más allá de los plazos razonables para cumplir con los requerimientos.

398(b) Los Reguladores Nacionales deben identificar todas las normas municipales vigentes en cada país, identificar la compatibilidad con las regulaciones nacionales y con el Tratado. Realizar las gestiones legales y administrativas que aseguren el cumplimiento de las regulaciones nacionales y el Tratado. Identificar forma de evitar que la obtención de las licencias legalmente correctas pueda ocasionar demoras que vayan más allá de los plazos razonables para cumplir con los requerimientos

398(c) Los reguladores deben identificar todas los espacios naturales con algún grado de protección en el territorio regional, que puedan crear restricciones o inhibiciones para el proyecto de infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transporte y poner la información a disposición del EOR para que sea considerado en el proceso de planeamiento. Esta información debe ser colocada en el sitio de Internet del EOR para conocimiento de todos los Agentes.

398(d) La CRIE debe identificar si existe falta de uniformidad en los criterios aplicados por las Entidades encargadas de las tramitaciones de autorizaciones o licencias.

398(e) La CRIE deberá identificar con anticipación las dificultades derivadas de la oposición social a las instalaciones de transmisión.

18. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

18.1. CRITERIOS

Artículo 399.- La gestión ambiental a desarrollar por la cada Agente Transmisor, se realizará de manera tal que permita:

399(a) La minimización del impacto ambiental originado en las actividades de transmisión y transformación de la energía eléctrica.

399(b) El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las regulaciones de control ambiental en cada país donde se ubique una instalación.

18.2. CONDICIONES

Artículo 400.- Las condiciones mínimas a cumplir por el Agente Transmisor son las siguientes:

400(a) Dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente en cada país donde se ubiquen sus instalaciones, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para mitigar o evitar efectos nocivos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema.

400(b) Mantener los equipos e instalaciones principales y auxiliares de transmisión y transformación, en condiciones tales que permitan niveles de contaminación menores o iguales a los fijados por la legislación ambiental vigente en cada país -que corresponda aplicar en cada caso en particular.

400(c) Establecer y mantener durante todo el período de operación, sistemas de información que faciliten la verificación del cumplimiento de la regulación ambiental.

18.3. REQUERIMIENTOS

En la operación y mantenimiento de las instalaciones, cada Agente Transmisor está obligado a adoptar todas las medidas técnicas para cumplir con los límites de emisión de contaminantes fijados por la regulación ambiental nacional.

Artículo 401.- Cada Agente Transmisor deberá efectuar mediciones periódicas, en los puntos presuntamente críticos, de los niveles de campo electromagnético, radio-interferencia, ruido audible y medir las conexiones de puesta a tierra.

Artículo 402.- Durante la operación de la RTR, cada Agente Transmisor deberá dar cumplimiento de los niveles de tolerancia para campo electromagnético, radio-interferencia y ruido audible, contemplados por la legislación vigente en cada país, en su defecto, por los establecidos en el ámbito internacional correspondientes a instalaciones equivalentes.

Artículo 403.- Cada Agente Transmisor deberá readecuar y/o instalar en las estaciones transformadoras y/o compensadoras, sistemas de contención y recuperación de los líquidos refrigerantes, a fin de evitar, en caso de accidentes, la contaminación de desagües pluviales y/o sanitarios.

Artículo 404.- Cada Agente Transmisor deberá emplear medios manuales y/o mecánicos para los trabajos de desmalezado y mantenimiento de las franjas de servidumbre, calles de acceso y patios de subestaciones. En el caso de requerirse la utilización sustancias químicas de uso restringido, el Agente Transmisor deberá solicitar autorización previa a la autoridad competente.

Artículo 405.- Cada Agente Transmisor deberá cumplir con las normas relativas a la utilización, manipulación, almacenamiento y disposición final de equipos que contengan sustancias tóxicas o peligrosas para la salud y el ambiente.

Artículo 406.- Cada Agente Transmisor deberá cumplir con las normas relativas a la utilización, manipuleo y disposición de DPC (difenilos policlorados). En el caso de nuevas instalaciones queda prohibida la utilización de equipos que contengan tales sustancias.

19. CRITERIOS DE DESEMPEÑO MINIMO PARA EL DISEÑO Y LA OPERACIÓN DE LA RTR

19.1. DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS A LA RTR

Artículo 407.- Las Agentes Transmisores coordinados por el EOR deberán presentar a la CRIE una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR dentro del plazo de un año a partir de la puesta en vigencia de este Reglamento.

Artículo 408.- Los nuevos equipamientos a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión con las redes nacionales, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 407.- , deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas de diseño:

408(a) Deberán permitir que la operación de la RTR se realice de acuerdo a las Criterios de Desempeño Mínimo establecidas en el Título 19.2 de este Reglamento.

408(b) El equipamiento de la RTR en el punto de conexión, deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supera el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos con los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación Planificada. La recomendación de su adecuación debe estar incluida en el Diagnostico de Mediano Plazo que el EOR realiza como parte del proceso de planificación indicado en el Capítulo 13 del presente Reglamento.

408(c) Los puntos neutros de los transformadores de alta tensión de la RTR deberán estar conectados rígidamente a tierra. Los sistemas de puesta a tierra de las estaciones deberán ajustarse a la norma del “Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE - USA) 80-1986 Guide for Safety in Substation Grounding» y los requerimientos para sistemas de puesta a tierra de la norma “Deutsche Institute für Normung (DIN)”/ Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes (VDE) Nº 0141/7.76, para tensiones de régimen superiores a un kilovoltio.

408(d) El equipamiento, concepción y disposición de estaciones, líneas aéreas y cables subterráneos deberán cumplir que el diseño, fabricación, ensayos e instalación se realice de acuerdo con las normas de la “International Electrotechnical Comission (IEC)”, de la “Conférence Consultatif International des Télegraf e Télecommunications (CCITT)”, de la “International Standards Association (ISO)”, las normas DIN/VDE y “American Society of Testing Materials/ American National Standards Institute (ASTM/ANSI)”. Los Agentes Transmisores podrán presentar a la CRIE una solicitud de utilizar otras normas.

408(e) El nivel de aislamiento del equipamiento de la RTR en los puntos de conexión debe estar debidamente coordinado.

408(f) El tiempo máximo para el despeje o liberación de fallas, entendiéndose por tal, el transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, para fallas que ocurran en los equipos del Agente directamente

conectados a la RTR y para las que ocurran en los equipos de la RTR directamente conectados a los del Agente, deberá ser determinado por el Agente Transmisor correspondiente en forma previa a la conexión del equipamiento. Para esta determinación el Agente Transmisor preparará los estudios eléctricos usando los CDM. El EOR deberá aprobar los valores que establezca cada Agente Transmisor a fin de verificar su compatibilización a nivel regional.

408(g) Los Agentes conectados a la RTR deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurren en la RTR. Cada Agente Transmisor deberá disponer de tal protección para fallas que ocurran en el sistema de los Agentes conectados a esta. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones serán fijadas por el EOR.

408(h) Los Agentes Generadores, Agentes Consumidores y Agentes Transmisores deberán coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones cuyo alcance comprenda la zona del punto de conexión, debiéndose garantizar que en todos los casos las mismas actúen de forma selectiva, desconectando los aparatos defectuosos. El EOR podrá supervisar esta tarea, a fin de lograr su completa compatibilización a nivel regional.

408(i) Todos los Agente conectados a la RTR deberán integrarse a los Esquemas de Control Suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el EOR juzgue necesario implementar para preservar la calidad y seguridad de la RTR.

408(j) Las unidades generadoras que estén conectadas directa o indirectamente a la RTR deberán cumplir con los siguientes requerimientos mínimos de diseño, los que serán exigidos por las respectivas regulaciones nacionales:

I. Los interruptores de maniobra en el punto de conexión entre un generador y la red de un Agente Transmisor deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en medición de las corrientes. Los requerimientos de la protección de falla de interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser establecidos por el Agente Transmisor.

II. Disponer del equipamiento de control de tensión y amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia que la RTR pueda requerir para garantizar un desempeño estable. Disponer de un interruptor de maniobra capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en cada punto de conexión de un generador con la RTR, asegurando el tiempo de despeje de fallas que requiere el SER.

III. Las nuevas unidades generadores que se integren a la RTR deberán disponer, con anterioridad al momento de su conexión física, de las instalaciones de arranque en negro que el EOR establezca como necesarias para cada área de control, asumiendo las responsabilidades de asegurar la energización de las redes de cada área de control.

IV. Las unidades generadoras deberán permanecer sincronizadas al SER ante la ocurrencia de las perturbaciones en la frecuencia y la tensión establecidas en el presente Reglamento

V. Las nuevas unidades generadoras deberán soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que media desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.

VI. Las nuevas unidades generadores que se conecten a la RTR deberán disponer, con anterioridad al momento de su conexión física al SER, de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación, de ser requerido este ECS por el EOR.

VII. A los fines del diseño de las nuevas unidades generadoras, los Agentes Generadores del MER deberán tener en cuenta que excepcionalmente la frecuencia podrá exceder los 63 Hz y descender por debajo de los 57 Hz. La unidad generadora deberá estar en aptitud técnica de soportar estos valores extremos por un tiempo no inferior a los 10 segundos.

VIII. Estos criterios de diseño serán de cumplimiento obligatorio para toda nueva unidad generadora que se integre a la RTR, ya sea en forma directa o indirectamente. Las unidades existentes previamente a la vigencia de este Reglamento deberán adecuarse a los requisitos de los Incisos I, II y IV de este Artículo en un plazo de tres años a partir de la vigencia de este Reglamento, de ser requerida esta adecuación por el EOR.

408(k) Los Agentes Consumidores vinculados directa o indirectamente a la RTR deberán cumplir con los siguientes requerimientos generales:

I. Cuando la red de un Agente Consumidor no cuente con interruptor en el nivel de tensión de conexión con la red del Agente Transmisor al que se encuentra vinculado, deberá suministrar o poseer los medios para aislar las fallas o anormalidades que se originen en sus instalaciones. Ante la ocurrencia de fallas en el sistema del Agente, las protecciones de éste deberán aislar sus instalaciones para evitar la propagación de los efectos de la falla sobre la RTR.

II. Cuando se requiera el recierre automático de los interruptores del Agente Transmisor a consecuencia de fallas originadas en las redes de los Agentes Consumidores, los equipos de interrupción serán suministrados de acuerdo a lo que estipulen las partes entre sí.

III. El punto neutro de los transformadores de potencia, y de los bancos de transformación y reactores/capacitores de compensación en paralelo que estén conectados a la RTR deberán contar con puesta a tierra a través de una impedancia nula. El Agente Transmisor deberá acordar cualquier desviación de esta especificación, en especial en el caso de los reactores de neutro destinados a favorecer el desempeño del recierre unipolar de líneas de transmisión.

IV. Todos los Agentes Consumidores deben cumplir con las disposiciones de desconexión automática de cargas por baja frecuencia y bajo voltaje que emanen del OS/OM respectivo, de acuerdo a las exigencias establecidas en el presente Reglamento. El EOR supervisará el cumplimiento de esta disposición.

Artículo 409.- Las instalaciones y aparatos de otras Agentes Transmisores de los Países

que afecten a la RTR deben cumplir con los siguientes requerimientos:

409(a) El tiempo máximo para despeje de fallas, que ocurran en los equipos de Agentes Transmisores directamente conectados a la RTR y para las que ocurran en los equipos de la RTR conectados a los del primero deberá ser determinado por cada Agente Transmisor en forma previa a la conexión en coordinación con el respectivo OS/OM.

409(b) El Agente conectado a otro Agente Transmisor deberá disponer de protección de respaldo para fallas en la RTR y, el Agente Transmisor deberá disponer de tal protección para fallas en el sistema de los primeros. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.

409(c) Todo Agente Transmisor debe contar con un interruptor en el nivel de tensión de conexión de un Agente u otro Agente Transmisor.

19.2. CRITERIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO DE LA RTR

19.2.1. GENERAL

Artículo 410.- EL equipamiento de los Agentes y su operación deberán permitir que se respeten los Criterios de Desempeño Mínimo que se detallan en este Título

Artículo 411.- Los criterios de desempeño mínimo establecen:

411(a) Criterios de Seguridad Estática,

411(b) Criterios de Seguridad Dinámica,

411(c) Criterios para la Regulación de Frecuencia,

411(d) Requisitos Mínimos de Desempeño de las plantas generadoras,

411(e) Criterios para la Asignación de la Reserva Operativa,

411(f) Medidas de Salvaguarda y el Plan de Defensa Regional,

411(g) Procedimientos Operativos para la Recomposición del Sistema Regional a continuación de un corte generalizado al suministro (apagón).

19.2.2. CRITERIOS DE SEGURIDAD ESTÁTICA

Artículo 412.- Los Criterios de Seguridad Estática son los siguientes:

412(a) La operación en régimen permanente y en estado normal (todos los componentes en servicio – N) deberá realizarse con las tensiones comprendidas dentro de la banda 0.950 y 1.050 por unidad para las instalaciones con tensión nominal de 200-230 kV y entre 0.900 y 1.100 por unidad para las instalaciones de 60-132 kV de tensión nominal.

412(b) La generación de potencia reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora y podrá alcanzar hasta el

90% de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva para cumplir con los niveles de voltaje especificados en el artículo 412(a). La potencia transportada por las líneas de interconexión deberá permanecer en un valor menor o igual a la Capacidad de Transporte definida para cada elemento.

412(c) La operación en condiciones posteriores a contingencias simples deberá realizarse manteniendo los niveles de tensión comprendidos entre un mínimo de 0.90 y un máximo de 1.10 por unidad para instalaciones de 200-230 kV de tensión nominal y entre un mínimo de 0.85 y un máximo de 1.15 por unidad para instalaciones de 60-132 kV de tensión nominal.

412(d) Dentro de esas condiciones, la generación de potencia reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora y podrá alcanzar hasta el 100% de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva. La potencia transportada por las líneas de interconexión deberá permanecer en un valor menor o igual a la Capacidad de Transporte en emergencia definida para cada elemento.

412(e) La operación en condiciones inmediatamente posteriores a cualquier contingencia simple deberá realizarse con valores de tensión comprendidos entre un mínimo de 0.850 y un máximo de 1.150 por unidad de la tensión nominal, siempre que la duración de esta condición no sea mayor a los cinco (5) minutos contados desde ocurrida la contingencia.

412(f) El EOR es el responsable de determinar los niveles de tensión máximos y mínimos admisible en cada subestación que forme parte de la RTR para garantizar una operación segura de la RTR. El EOR deberá realizar las comunicaciones correspondientes a los OS/OM respectivos de manera que esos niveles se mantengan en la gestión de la operación. Los OS/OM a cuyo cargo estén los equipos de control que permiten regular la tensión y el suministro de potencia reactiva deberán acatar las instrucciones que para su operación reciban del EOR. La existencia de cualquier restricción que impida cumplir con los requerimientos del EOR deberá ser comunicada de inmediato a éste para que resuelva en consecuencia.

412(g) Cada sistema nacional deberá asegurar que su demanda tenga un factor de potencia mínimo de 0.90 inductivo en cada nodo de interconexión con las redes de menor tensión de uso de los distribuidores, no debiendo superar en esos mismos puntos el factor de potencia unitario en horas de valle. Bajo estas condiciones, los Agentes Transmisores deberán cumplir con los niveles de tensión establecidos.

Artículo 413.- Los criterios anteriormente enunciados sólo podrán ser modificados cuando exista un estudio del EOR que los respalde, y que esté aprobado por la CRIE a través de una modificación de este reglamento, siguiendo el procedimiento detallado en el Capítulo 3. En el mencionado estudio se debe demostrar que la aplicación de otro criterio da por resultado un beneficio social positivo, medido en base las reducciones en el costo de la energía no servida, reducción de costos operativos y descontadas las inversiones y aumentos en los costos de Operación y Mantenimiento.

19.2.3. CRITERIOS DE SEGURIDAD DINÁMICA

Artículo 414.- En condiciones de operación normal y frente a contingencias simples, la RTR deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga determinado por el EOR.

Artículo 415.- En condiciones de operación sin equipos fuera de servicio, la RTR deberá soportar cualquier contingencia simple sin que se alcance una situación de colapso. A ese respecto las contingencias simples que se deben considerar serán las siguientes:

415(a) Cortocircuito trifásico sobre uno de los circuitos en líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con otra línea en paralelo, seguido de la desconexión definitiva del elemento fallado, admitiendo desconexión automática limitada de carga y/o generación.

415(b) Cortocircuito monofásico sobre uno de los circuitos en líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con redundancia de vínculo, seguido de la desconexión definitiva del elemento fallado, no admitiendo desconexión automática de carga y/o generación.

415(c) Cortocircuito trifásico sobre líneas de transmisión de simple circuito sin redundancia de vínculo, seguido de la desconexión definitiva del elemento fallado, admitiendo la desconexión automática de carga y/o generación por un valor compatible con el cumplimiento de los criterios de confiabilidad de las áreas vinculadas.

415(d) Cortocircuito monofásico sobre líneas de transmisión de simple circuito sin otra línea en paralelo , seguido de la apertura monopolar de la fase fallada y posterior recierre exitoso, no admitiendo desconexión automática de carga y/o generación.

415(e) Cortocircuito monofásico sobre líneas de transmisión de simple circuito sin otra línea en paralelo, seguido de la apertura monopolar de la fase fallada y posterior recierre sobre falla, con pérdida definitiva del elemento fallado, admitiendo la desconexión automática de carga y/o generación..

Artículo 416.- Inicialmente se mantendrán los Esquemas de Control Suplementario vigentes a la puesta en marcha del MER. Toda modificación o eliminación de algún esquema existente o el agregado de uno nuevo requerirá de un estudio específico del EOR que justifique el cambio.

19.2.4. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Artículo 417.- La regulación de la frecuencia del SER se realizará conforme a los siguientes criterios:

417(a) La frecuencia nominal del SER es 60 Hz. Los equipamientos de la RTR deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 60 Hz, la que en la operación se mantendrá dentro de los límites de ±0,3 Hz en torno al valor nominal para condiciones normales, debiendo estar preparados para tolerar desviaciones transitorias de frecuencia de al menos +4/-3 Hz.

417(b) El EOR procurará, coordinado con los OS/OM, que el error de tiempo tienda a cero. La corrección se iniciará cuando la desviación de tiempo acumulada sea de treinta (30) segundos.

Artículo 418.- A fin de preservar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, un porcentaje de la carga del SER deberá estar sujeto a desconexión automática por baja frecuencia. La selección del ajuste y otras características de los automatismos de desconexión será realizada por el EOR en coordinación con los OS/OM. Ante la ocurrencia de contingencias simples no se deberá superar en ningún caso una desconexión de carga que supere al 15% de la demanda de cada área de control.

19.2.5. FORMA DE ONDA

Artículo 419.- Los equipamientos de cada Agente Transmisor deberán tener un adecuado funcionamiento ante las siguientes distorsiones en la forma de onda de la tensión:

419(a) El nivel máximo de distorsión de armónicas en la RTR en condiciones normales de operación deberá ser inferior a los límites establecidos por la norma "International Electrotechnical Comission 868".

419(b) En condiciones normales la componente de secuencia negativa de la tensión de fase deberá permanecer por debajo del uno por ciento (1%) de la tensión nominal.

419(c) Las fluctuaciones de tensión en el nodo de conexión con una carga fluctuante no deberán ser superiores a: (1) mas menos cinco por ciento (+/- 5%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas poco probables; mas menos uno por ciento (+/- 1%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas de alta probabilidad. Los OS/OM podrán autorizar, teniendo en cuenta la velocidad del cambio de demanda, fluctuaciones de hasta el tres por ciento (3%) de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo; (3) el flicker deberá mantenerse dentro de los límites reconocidos internacionalmente y su nivel deberá medirse con un medidor de flicker que responda a lo dispuesto en la norma "International Electrotechnical Comission 868".

Artículo 420.- Los Agentes conectados directamente a la RTR quedan sujetos a las mismas obligaciones dispuestas en el punto precedente y los OS/OM, y los Agentes Transmisores deberán supervisar su cumplimiento, debiendo informar de inmediato al respectivo OS/OM o al EOR respecto a cualquier incumplimiento de lo dispuesto.

19.2.6. REQUISITOS MÍNIMOS DE DESEMPEÑO DE LAS PLANTAS GENERADORAS

Artículo 421.- El EOR deberá elaborar un Documento específico que estipule los requisitos mínimos que deberán cumplir las plantas generadoras directamente vinculadas a la RTR cuya potencia nominal exceda de 50 MW. Estos requisitos se refieren concretamente a:

421(a) Los sistemas de regulación, control y protección mínimos con los que deberán dotarse las plantas generadoras.

421(b) El desempeño dinámico mínimo aceptable para el sistema de excitación.

421(c) El desempeño dinámico mínimo aceptable para el sistema de regulación de velocidad/carga.

421(d) El desempeño dinámico mínimo aceptable para el generador en línea.

19.2.7. ASIGNACIÓN DE LA RESERVA OPERATIVA

Artículo 422.- Para realizar una asignación eficiente de la reserva operativa entre las unidades generadoras del SER, se deberán determinar mediante estudios de desempeño mínimo las siguientes cuestiones:

422(a) Respuestas temporales de los diferentes sistemas de control de la generación.

422(b) Establecer la relación adecuada entre los niveles de reserva rodante y la cantidad de carga a desconectar por baja frecuencia.

422(c) Establecer las reservas primarias y resolver su óptima asignación.

422(d) Establecer las reservas secundarias y resolver su óptima asignación.

19.2.8. PLAN DE DEFENSA REGIONAL

Artículo 423.- El EOR deberá diseñar un Plan de Defensa y establecer las medidas de salvaguarda necesarias para preservar la integridad de la RTR frente a fallas originadas en perturbaciones simples o múltiples de alta severidad que afectan al sistema en su conjunto. Este plan deberá compatibilizar las siguientes cuestiones:

423(a) Programas de desconexión automática de cargas por baja frecuencia y baja tensión.

423(b) Acciones automáticas para la segmentación controlada de las redes de la RTR en islas eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva.

Artículo 424.- El EOR establecerá el Plan de Defensa y las medidas de salvaguarda por medio de un Procedimiento Técnico que será de cumplimiento obligatorio por parte de los Agentes, luego de su aprobación por el EOR y su notificación a los OS/OM.

Artículo 425.- El Plan de Defensa Regional será el resultado de la coordinación de los Planes de Defensa existentes en cada uno de Países.

19.2.9. RESTABLECIMIENTO DE LA RTR

Artículo 426.- Cuando las acciones automáticas previstas en el Plan de Defensa Regional no han sido suficientes o han fallado en su operación, se deberá contar con mecanismos que permitan de una manera segura, confiable y organizada, restablecer el servicio en aquellas partes de la red que están afectadas y restablecer la RTR en el menor tiempo posible. Para lograr estos objetivos, el EOR deberá elaborar un Procedimiento Técnico específico sobre el restablecimiento de la RTR a continuación de un apagón en una o más áreas de control. Este procedimiento será de cumplimiento obligatorio luego de su

aprobación por parte del EOR y posterior notificación a la CRIE.

Artículo 427.- El Procedimiento Técnico para el restablecimiento de la RTR deberá contener como mínimo lo siguiente:

427(a) Definir las plantas generadoras a las que los OS/OM le asignaron el servicio de arranque en negro y serán las responsables de proveerlo en caso de una emergencia.

427(b) Identificar a los Agentes y otros entes que intervienen en el proceso de restablecimiento y definir sus roles y responsabilidades para el proceso de restablecimiento.

427(c) Los procedimientos de operación que permitan realizar un rápido diagnóstico del estado operacional del sistema a continuación de un apagón.

427(d) Los criterios y procedimientos de operación para el restablecimiento de cargas críticas y la estructura topológica de la red.

427(e) Los criterios y procedimientos de operación especialmente adaptados para superar situaciones de emergencia determinadas.

19.2.10. ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO

Artículo 428.- Los estudios para modificar los Criterios de Desempeño Mínimo se deberán realizar teniendo en cuenta las premisas que se indican en el presente Reglamento. Se podrá realizar un estudio particular, para un criterio específico, o un estudio integral que abarque el conjunto de todos los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 429.- El modelo de flujo de carga y estabilidad transitoria que se utilice para los estudios será el mismo que se use para los estudios de planificación, y deberá ser de uso comercial y podrá ser adquirido libremente por los usuarios. El modelo deberá tener la capacidad suficiente para representar en detalle de la RTR así como equivalentes de las redes de los países vecinos.

Artículo 430.- Se deberán modelar todos los elementos indicados la Base de Datos Técnica del Sistema, definida en el título 6.3 del ROTC.

Artículo 431.- Se considerarán escenarios de demanda probables y se analizarán condiciones extremas de operación, incluyendo hipótesis de demandas mínimas y máximas previstas.

Artículo 432.- Se analizarán las distintas condiciones de operación del SER.

Artículo 433.- En los estudios se deberán modelar los siguientes aspectos del sistema:

433(a) Características técnicas del equipamiento de la RTR.

433(b) Características técnicas de los equipos de generación, en particular, la capacidad de suministrar potencia activa y reactiva de las unidades generadoras, de acuerdo a los límites técnicos definidos por sus curvas de capabilidad.

433(c) Las características dinámicas de la carga, tanto en su componente activa como reactiva.

Los estudios deberán proporcionar los resultados necesarios para definir los parámetros contenidos en los Criterios de Desempeño Mínimo y los requisitos para que se cumplan dichos criterios.

20. ESTUDIOS PARA LAS AMPLIACIONES A RIESGO DE LA RTR

20.1. OBJETIVO

Artículo 434.- Para cumplir con los requisitos planteados en el Capítulo 14 de este Reglamento, la solicitud presentada por un Iniciador de una Ampliación a Riesgo debe contener los estudios de la RTR que se detallan en este Capítulo.

Artículo 435.- Los estudios deben verificar:

435(a) El funcionamiento estático del sistema.

435(b) La Capacidad de Transmisión de las instalaciones de la RTR

435(c) El funcionamiento ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos ante diferentes perturbaciones y maniobras.

20.2. SOLICITUDES DE INICIADORES DE AMPLIACIONES A RIESGO

Artículo 436.- Los Iniciador en Ampliaciones a Riesgo deben presentar una solicitud a la CRIE que debe contener los estudios que se requieren en este Capítulo del Reglamento. Cada Iniciador debe realizar los estudios con personal calificado, o con firmas consultoras especializadas, siguiendo los criterios expuestos en el Título 20.3 de este Capítulo. Los estudios serán revisados en sus aspectos técnicos por el EOR. Dentro de este marco el EOR debe:

436(a) Verificar que las Bases de Datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuadas.

436(b) Verificar que los estados y escenarios analizados sean los requeridos en el Título 20.6 de este Capítulo.

436(c) Verificar que los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema, y de las consecuencias de la conexión y/o la ampliación sobre el mismo.

436(d) Producir un informe técnico, que además de difundir las conclusiones de los estudios incluya las observaciones que correspondan, detallando el impacto sobre la RTR en su conjunto, o sobre algunos Agentes en particular.

436(e) Determinar los DFPP que corresponden a la Ampliación.

436(f) Cuando la solicitud incluya un pedido de Ingreso Autorizada, realizar los

estudios económicos mencionados en el artículo 361(a) de este Reglamento.

Artículo 437.- Al realizarse una ampliación de la RTR, debe verificarse que este ingreso no producirá efectos adversos en el SER. En particular debe verificarse si:

437(a) Si pueden no cumplirse los CDM

437(b) Si reduce la Capacidad de Transmisión de la RTR

437(c) Si produce sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipamientos existentes.

437(d) Si el incremento de los Costos de Operación del sistema, es mayor que los beneficios que produce su ingreso.

437(e) Si lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos en estado estable.

437(f) Si introduce sobrecargas en los elementos de la RTR que puedan conducir a cortes de carga.

Artículo 438.- Se definen tres etapas con diferentes requerimientos de estudios para la conexión a la RTR:

Artículo 439.- Etapa 1. Estudios Eléctricos del acceso a la RTR. Esta etapa es la requerida para que la CRIE pueda autorizar la ampliación. También incluye el diseño básico de las instalaciones.

Artículo 440.- Etapa 2. Diseño técnico de detalle: en esta etapa, previa a la puesta en servicio, se deberán realizar los estudios necesarios para definir en detalle las características del equipamiento a instalar, el que deberá ser informado al EOR. De existir condiciones que afecten el funcionamiento del sistema en su conjunto, o de algunos Agentes en particular, deberá ser evaluado por el EOR, en consulta con los OS/OM y los Agentes Transmisores.

Artículo 441.- Etapa 3. Ajustes y puesta en servicio: En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar los equipamientos y verificar su funcionamiento adecuado.

Artículo 442.- Los estudios de funcionamiento del sistema de potencia requeridos para la incorporación de una ampliación deberán basarse en los criterios establecidos en el Capítulo 21 de este Reglamento.

20.3. ETAPA 1 – ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL ACCESO A LA RTR

Artículo 443.- En caso que los estudios los realice el Iniciador, deben usarse modelos de simulación de sistemas eléctricos. El EOR publicará en su sitio de Internet la lista de los modelos aceptados para estos estudios.

Artículo 444.- Si un modelo no está en la lista del EOR, será autorizado su uso si se presenta una descripción técnica detallada de sus características y metodología de

cálculo. El Iniciador deberá avalar que tal modelo cumple con lo especificado y que los datos y sus resultados han sido verificados.

Artículo 445.- Los datos a utilizar para realizar estudios de flujos de despacho, potencia, cortocircuitos, estabilidad transitoria y transitorios electromagnéticos serán los contenidos en la Base de Datos Regional que administra el EOR. El EOR deberá entregar a los Iniciadores la información para realizar los estudios. Se deberán adjuntar con el estudio aquellos datos que no sean directamente obtenidos de la Base de Datos del EOR, en particular aquellos propios de la instalación para la que se presenta la Solicitud. De requerirse información adicional, se deberá realizar un levantamiento directo en las empresas propietarias de los equipamientos. Se deberán incluir todas aquellas ampliaciones y/o incorporaciones que tuvieran autorización de la CRIE o fueran informados por los Reguladores Nacionales.

Artículo 446.- Los datos y modelos específicos entregados por el Iniciador son considerados un compromiso que será utilizado para la comprobación de los estudios y deberán representar los parámetros del equipamiento que se instale.

Artículo 447.- La solicitud presentada deberá contener:

447(a) Estudios de flujos de cargas.

447(b) Estudios de cortocircuito.

447(c) Estudios de Estabilidad Transitoria, con modelos estándar para los equipos a instalar y detallado para los actuales y definición de la necesidad o no de equipamientos adicionales de compensación, protección o control.

20.4. ETAPA 2 – DISEÑO TÉCNICO DE DETALLE

Artículo 448.- El EOR indicará a los Iniciadores los criterios para el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección. El Iniciador realizará estudios de transitorios electromagnéticos asociados a las maniobras que razonablemente deberán realizarse para operar la ampliación, justificando si no se afectará a la RTR, definiendo las características técnicas de los equipamientos de protección necesarios.

20.5. ETAPA 3 – PUESTA EN SERVICIO DE LA AMPLIACIÓN

Artículo 449.- En esta etapa, dependiendo del proyecto, el Iniciador debe realizar los estudios para el ajuste final del equipamiento y pruebas de verificación de su funcionamiento. El alcance y cronograma de los ensayos será acordado entre el EOR; los OS/OM involucrados y los Agentes de Transmisión.

20.6. ESCENARIOS

Artículo 450.- Los estudios correspondientes a la Etapa 1 deberán ser realizados, para aquellos estados previstos a partir del momento de la entrada en servicio de la ampliación.

Artículo 451.- Se deberán, además, realizar análisis complementarios para escenarios

previsibles correspondientes a etapas posteriores al ingreso que permitan detectar las limitaciones que puede producir la ampliación propuesta.

Artículo 452.- El EOR indicará los despachos a ser analizados con sus respectivos flujos de carga para cada uno de los cinco años siguientes a la puesta en servicio de la ampliación propuesta. Para los despachos, las nuevas ampliaciones de generación y transmisión serán las que el EOR incluya en su Base de Datos.

Artículo 453.- Los estudios a realizar para cada una de las etapas deberán reflejar las modificaciones que la nueva generación o demanda o ampliación producen en la RTR.

Artículo 454.- Para aquellos estudios correspondientes a las etapas 2 y 3, el Iniciador solicitará al EOR los escenarios a analizar.

21. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS ELECTRICOS

21.1. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS

Artículo 455.- Los estudios eléctricos que se describen en este Capítulo se aplican a:

I. Cumplir con los requisitos planteados en el Capítulo 14 y 20 de este Reglamento,

II. Estudios de Planeamiento a Largo Plazo y de Diagnóstico a Mediano Plazo que realiza el EOR,

III. Evaluación de la Solicitud presentada por un Iniciador de una Ampliación a Riesgo;

IV. Estudios de la Capacidad Máxima de líneas de transmisión y otras instalaciones de la RTR que realiza el EOR,

V. Estudios que solicite la CRIE.

Artículo 456.- Los estudios que se realicen en cada caso deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

456(a) Estudios Eléctricos en Régimen Permanente

I. Flujos de Carga: Se tomarán como base los escenarios de máxima y de mínima demanda y en otras condiciones críticas que surjan de las simulaciones de la operación del SER.

En base a los resultados de éstos estudios se deben realizar estudios en condiciones críticas en relación a la incorporación de las nuevas instalaciones, en los escenarios arriba mencionados. De estos flujos de carga se deben verificar la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos de la RTR.

Este estudio debe incluir el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición n-1), identificando y analizando los escenarios que sean más exigentes para el SER.

Cuando existan contingencias múltiples de alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema ante la ocurrencia de los mismos.

II. Cortocircuitos.

Se deben realizar estudios de cortocircuitos trifásicos y monofásicos incluyendo las ampliaciones previstas. Se verificará si en alguna subestación de la red se superen los niveles de potencia de cortocircuito de diseño de los dispositivos existentes.

Se deberá indicar cuál es el cambio de la potencia de cortocircuito por efecto de la inserción de la nueva obra. Deberá analizarse la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

III. Equivalentes

En las áreas lejanas a las ampliaciones analizadas se podrá utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos de manera tal que muestran un comportamiento aceptable para el tipo de estudios de que se trata.

IV. Datos.

Se deberán consignar el valor y la calidad de los datos empleados en cuánto a su origen (estimados, del fabricante, calculados, etc.)

456(b) Estudios de transitorios electromecánicos

I. Para los casos que el EOR considere conveniente se deberán realizar estudios de transitorios electromecánicos de acuerdo a las siguientes especificaciones:

II. Requisitos mínimos para el modelo a utilizar

- Demanda: deberá modelar la sensibilidad a variaciones de frecuencia y de tensión.
- Generadores: deberán modelarse de acuerdo a su potencia:
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores

ó iguales a 100 MVA se usarán modelos de 5º y 6º orden. (se debe poder incluir el efecto de los arrollamientos amortiguadores).

- Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias 10 MVA < Sn < 100 MVA se podrán usar modelos de 3º y 4º orden.
- Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias menores ó iguales a 10 MVA se podrá usar, para las de áreas cercanas a la zona de interés, modelos de 3º y 4º orden), y para las restantes se podrá utilizar el modelo de 2º orden, o hacer el balance con la demanda.

- Reguladores Automáticos de Tensión:
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores ó iguales a 50 MVA ya instaladas, el modelo será el proveniente del fabricante que deberá estar disponible en la Base de Datos Regional;
  - Para máquinas de potencias menores a 50 MVA se deberá modelar igual que en el caso anterior si están en proximidades de la zona de interés. Para las restantes se podrá omitir este modelado.
  - Para las máquinas cuyos modelos de reguladores no están disponibles, deberá adoptarse algún modelo estándar. En todos los casos se suministrarán todos los datos del modelo y criterio adoptados, así como de su comportamiento.
  - Para las máquinas, o equivalentes de máquinas que tengan estabilizador de potencia (PSS), este deberá ser modelado.
- Reguladores de Velocidad y Turbinas:
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores ó iguales a 50 MVA, el modelo será el proveniente del fabricante que deberá estar disponible en la Base de Datos Regional;
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias menores a 50 MVA se deberá modelar igual que en el caso anterior si están en proximidades de la zona de interés. Para las restantes, excepto para estudios de transitorios de frecuencia, se podrá omitir este modelado.
  - Para las máquinas cuyos modelos de reguladores no estén disponibles, deberá adoptarse un modelo estándar. En todos los casos se suministrarán todos los datos del modelo y criterios adoptados, así como de su comportamiento.
- Otros requisitos:
  - Datos: Se deberán indicar la calidad de los datos en cuánto a su origen (estimados, del fabricante, calculados, de la base de Datos del EOR, etc.)
  - Deberán representarse según las instrucciones del EOR:
    - Desconexión Automática de Generación;.
    - Resistores de Frenado;

- Desconexión o conexión de reactores;
- Puenteado de capacitores serie;
- Control de oscilaciones de baja frecuencia;
- Desconexión de generación por sobre/baja frecuencia;
- Interdisparos.

III. Simulación de fallas y perturbaciones.

- Las fallas que se apliquen en las simulaciones deberán adoptarse en base a los criterios de seguridad dinámica del Capítulo 19, incluyendo además otras perturbaciones que definan límites en la operación real, cuando esto pudiera tener efectos sobre la calidad de servicio.
- Se deberán simular las fallas que el EOR evalúe como más exigentes para el mantenimiento de la estabilidad del sistema para los escenarios elegidos

IV. Tiempos de simulación

- Para estabilidad transitoria: mínimo = 3 segundos.
- Evaluación de amortiguamiento pos-falla mínimo = 10 segundos.

456(c) Estudios de transitorios electromagnéticos

I. Se deberán realizar estos estudios cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección.

II. Los estudios de transitorios electromagnéticos deben permitir identificar exigencias extremas para el equipamiento que impongan criterios de diseño para la especificación de nuevos equipamientos y/o verificar que una incorporación o modificación del sistema no conduzca a la superación de límites admisibles del equipamiento existente o no provoque un comportamiento anómalo en el sistema.

III. Se deberá utilizar un escenario básico elegido como el más exigente dentro de los siguientes cinco años a partir de la entrada en servicio de la ampliación. Cuando aparezcan modificaciones importantes previstas en la RTR deberán analizarse escenarios adicionales para cada una de ellas.

21.2. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO.

Artículo 457.- En cada estudio el respectivo informe deberá indicar:

457(a) Como se han modelado todos los componentes del sistema de potencia involucrados, y la metodología de cálculo y/o herramienta de simulación empleada.

457(b) La composición de potencia activa y reactiva del modelo de la carga y los porcentajes de cada tipo. (por ejemplo Z = constante, I = constante, etc.)

457(c) Se deberán consignar el valor y la calidad de los datos empleados, así como su origen.

Artículo 458.- La modelización deberá basarse en los siguientes criterios:

458(a) En los casos de energización de líneas y transformadores, estudios de arco secundario (análisis de pocos ciclos) se podrá utilizar un modelado de reactancia constante y tensión (FEM) constante detrás de la misma.

458(b) Cuando se requiera un período mayor (p.e. pérdida de carga) las unidades generadoras de potencia mayor a 100 MVA, eléctricamente cercanas a la ampliación deberán modelarse como mínimo con el modelo de 3º orden y representar los arrollamientos amortiguadores de estas unidades.

458(c) Para unidades generadoras de potencia entre 10 MVA y 100 MVA, y/o lejanas a la nueva generación, se podrán representar con modelos de 3º orden o realizar equivalentes de generación.

458(d) Para simulaciones de transitorios de una duración mayor, puede resultar necesario utilizar una representación más detallada del generador.

458(e) Transformadores: Deberán relevarse y/o calcularse sus datos característicos, el tipo de conexión de sus arrollamientos y datos de secuencia negativa y cero, así como curvas de magnetización y saturación.

458(f) Para estudios de transitorios de frecuencias muy altas en una subestación (descargas atmosféricas) debe modelárselo con una capacitancia a tierra.

458(g) Interruptores: Se deberán conocer sus tiempos de actuación y el tipo de que se trata, así como el valor de resistores para maniobra. Para el diseño deberá usarse la norma IEC 56.

458(h) Pararrayos: Se deberán suministrar el tipo de que se trata y las curvas I/V correspondientes a las diferentes formas de ondas estándar y la capacidad de disipación de energía de los pararrayos considerados

458(i) Líneas: Se representarán con sus parámetros de secuencias positiva, negativa y cero, con valores especificados calculados con la configuración geométrica de cada línea. Para los estudios que involucren la presencia de altas frecuencias, como en el caso de energización de líneas y apertura de interruptores es necesario representar las líneas cercanas con sus parámetros de secuencia en función de la frecuencia.

458(j) Reactores de Línea y/o Neutro: Deberán conocerse sus datos de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero, así como las curvas de magnetización y saturación.

458(k) Arco: Se lo debe modelar de la forma más adecuada posible, por ejemplo como una resistencia no lineal.

458(l) Capacitores Serie: Se deberán conocer sus datos de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero, así como los parámetros de los equipamientos de actuación para su protección, desconexión o inserción y tiempos de actuación de los explosores y sus características, si los hubiese.

458(m)En las áreas lejanas a la zona de interés se podrá utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores que tengan un comportamiento respecto a la frecuencia aceptable para el tipo de estudios de que se trata.