

NOTIFICACIÓN

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY, NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO AL **ENTE OPERADOR REGIONAL –EOR-**, LA RESOLUCIÓN N° CRIE-NP-34-2012 QUE SE ADJUNTA A LA PRESENTE DE FECHA VEINTISIETE DE DICIEMBRE DE DOS MIL DOCE Y ANEXO.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA EL DÍA DIECISÉIS DE ENERO DE DOS MIL TRECE.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL INGENIERO RENÉ GONZÁLEZ, DIRECTOR EJECUTIVO DEL EOR.

DOY FE.



**GIOVANNI HERNÁNDEZ
SECRETARIO EJECUTIVO**

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA –CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE:

CERTIFICA:

Que tiene a la vista el acta de sesiones no presenciales número cinco, levantada en la ciudad de San Salvador, república de El Salvador, el día veintisiete de diciembre de dos mil doce, la cual en su punto “**TERCERO**” contiene la aprobación, por parte de la Junta de Comisionados en Reunión a distancia, de las características y capacidades que se utilizarán en el **MODELO COMPUTACIONAL DE PLANIFICACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN REGIONAL**, dentro del cual se emitió la siguiente Resolución: “

RESOLUCIÓN No. CRIE-NP-34-2012
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
CONSIDERANDO

I

Que el objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco- establecido en el artículo 1 de ese cuerpo legal, es la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medioambiente y su artículo 3 define el principio de gradualidad como: *“Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.”*

II

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco en su artículo 7, que reformó el artículo 19, del Tratado, establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional –MER-, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia, siendo sus funciones entre otras las de hacer cumplir el Tratado Marco y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

III

Que el artículo 23 del Tratado Marco establece que *“Las facultades de la CRIE, son entre otras: a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b) ...c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual, hacia estados más competitivos...”*

IV

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco, en su artículo 11, que reformó el artículo 25 del Tratado Marco, establece la creación del Ente Operador Regional –EOR-, a quien define como *“...el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho*



público internacional aplicable a las Partes...”, y el artículo 26 del Tratado Marco, dispone que: “El EOR tiene capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.”

V

Que el numeral 1.5.3.1 literal d), libro I del Reglamento del MER –RMER- establece que dentro de las funciones del EOR debe Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regionales y además, debe de elaborar los informes resultantes del proceso de planificación detallados en el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER.

VI

Que la CRIE mediante la Resolución No. CRIE- NP-08-2011, emitida el 20 de diciembre de 2011, aprobó dentro del presupuesto del EOR para el año 2012, el 50% de los recursos financieros para iniciar la contratación del desarrollo y puesta en funcionamiento de los modelos computacionales que permitan al EOR realizar los estudios de Planificación de Mediano y Largo Plazo del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR) establecidos en el RMER, de manera particular en el capítulo 10 y el Anexo G del Libro III.

VII

Que el EOR ha preparado los Términos de Referencia de un proceso de licitación pública internacional, donde se detallan las características técnicas y capacidades de los componentes del modelo, de conformidad a lo establecido en el capítulo 10 y el Anexo G del Libro III del RMER.

VIII

Que el EOR, en concordancia con lo establecido en el artículo 10.9.1 del Libro III del RMER, somete ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, la aprobación de las características y capacidades que se utilizarán en el Modelo de Planificación consignadas en los Términos de Referencia del “MODELO COMPUTACIONAL PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DEL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN REGIONAL ESTABLECIDO EN EL RMER”, que presentó mediante oficio identificado como EOR-PJD-27-09-2012-051, de fecha 27 de septiembre de 2012.

IX

Que a la CRIE, con base a la facultad que le confiere el artículo 10.9.1 del Libro III del RMER, le corresponde aprobar las características y capacidades que se utilizarán en el Modelo de planificación para la expansión de la transmisión y generación regional, que se describen en el Anexo G del mismo Libro III del RMER. Por otra parte, el equipo técnico de la CRIE ha revisado la correspondiente normativa, y ha tenido a la vista los Términos de Referencia elaborados por el EOR, en cuya **Sección 3 - Especificaciones Técnicas del Modelo y sus Módulos Componentes**, se detallan las características y capacidades del Modelo de Planificación para la expansión de la transmisión y generación regional. Respecto a las **capacidades del Modelo de Planificación**, señala el EOR que tendrá capacidad para considerar un horizonte en un rango de cinco (5) años a veinte (20) años y que deberá contar con los siguientes módulos: a) Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la Transmisión, b) Módulo de Simulación del MER, c) Módulo de

Evaluación Económica, d) Módulo de Análisis de Confiabilidad, e) Módulo de Análisis de Riesgo, f) Módulo de Optimización de Compensación Reactiva, g) Módulo de Proyección de la Demanda y h) Módulo de Planificación de Largo Plazo de la Generación. Con relación a la estructura del Modelo de Planificación, la misma tiene un diseño o arquitectura que ha sido realizada por el EOR en módulos, con la que se cubren los procesos, tareas y procedimientos necesarios para que el EOR pueda cumplir con los objetivos del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional, consistente de la elaboración de los siguientes estudios: a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión, con un horizonte de al menos diez (10) años, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre, b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, con un horizonte de cinco (5) años, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil del mes de junio, c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE, que deberá presentar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, y d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR, en el que la identificación de la RTR se realizará en noviembre de cada año y para ello se analizará un horizonte que abarca los cinco (5) años siguientes, y por otra parte el Modelo de Planificación permitirá al EOR elaborar otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión. Adicionalmente, respecto a las **características del Modelo de Planificación**, el EOR describe según los TDR, las siguientes: 1) Para el Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la Transmisión, las características detalladas por el EOR están enmarcadas conforme a las establecidas en el numeral G1 Optimización de las Expansiones, Anexo G, del Libro III del RMER, así como también se han complementado con lo expuesto en los artículos 10.1 y 10.2 del mismo Libro relativo a los Criterios Generales y al Alcance de la Planificación de Largo Plazo, en las que amplía el horizonte de planificación de 15 años a 20 años; entre otros, el EOR señala que este módulo tendrá capacidad de aceptar como dato de entrada los planes de expansión de la transmisión y generación que informen los agentes del MER, no obstante es importante que el EOR tome en consideración que esta información deberá ser obtenida a través de los OS/OMS. 2) Para el Módulo de Simulación del MER, las características detalladas por el EOR están conforme a las establecidas en el numeral G2 Simulación del MER, Anexo G, del Libro III del RMER. 3) Para el Módulo de Planificación de largo plazo de la Generación, el EOR señala que tendrá un horizonte de planificación de al menos veinte (20) años y las capacidades que establece el Anexo G, del Libro III del RMER. 4) Para el Módulo de Proyección de la Demanda, el EOR señala que tendrá la característica de proyectar la demanda de energía y potencia sobre la base de valores iniciales por país y nodo, con tasas diferentes de crecimiento. La proyección deberá proveer datos de demanda por nodo de la RTR, por mes y por bloque de la curva de carga. Con la descripción de los Módulos en los 4 numerales anteriores, el EOR completa y complementa las características del Modelo de Planificación, descritas en el Capítulo 10 y Anexo G del Libro III del RMER. Respecto a los Módulos adicionales como el de Evaluación Económica, el de Análisis de Confiabilidad, el de Análisis de Riesgo y el de Optimización de Compensación Reactiva, se identifica que dichos Módulos son complementarios y que ayudarán a automatizar las tareas de planificación de la expansión, en los que se describen específicamente las capacidades que debe tener cada uno de ellos, que en general se refleja expresamente lo estipulado en el artículo 10.6 Procedimiento y Metodología para la Planificación, del Libro III del RMER. Adicionalmente, es importante señalar que el EOR cuenta con un Modelo de Estudios Eléctricos (PSSE®: Power System Simulator for Engineering), el cual es un modelo internacionalmente reconocido para desarrollar estudios eléctricos, que permitirá al EOR complementar los estudios de planificación mediante la simulación del sistema eléctrico de potencia según lo estipulan los Capítulos 16 y 18 del Libro III



del RMER. Finalmente, con dicho Modelo de Planificación, el EOR dará cumplimiento a lo estipulado en el Tratado Marco, artículo veintiocho, inciso “e”, el cual establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR están: *“e- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.”*

X

Que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 35 del Reglamento Interno de CRIE: “Los asuntos sobre los que debe decidir la Junta de Comisionados, podrán decidirse en Sesiones Presenciales y en Sesiones No Presenciales. a.- Se entenderá como Sesiones Presenciales aquellas en las que la Junta de Comisionados se reúna físicamente. b.- Se entenderán como Sesiones No Presenciales, a las que realice la Junta de Comisionados prescindiendo de una reunión física, cuyo procedimiento se establece en el presente reglamento”. Este procedimiento está dispuesto en el artículo 54 del mencionado cuerpo legal.

POR TANTO

Con base en lo considerado, y en uso de las facultades que le confieren los artículos 1, 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, numerales 35 y 54 del Reglamento Interno de la CRIE y habiéndose cumplido con el procedimiento previsto para la toma de acuerdos y resoluciones por la Junta de Comisionados en ellos dispuestos,

RESUELVE:

APROBAR las características y capacidades que se utilizarán en el MODELO COMPUTACIONAL DE PLANIFICACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN REGIONAL, las cuales se enmarcan en lo que establece el Capítulo 10 del Libro III del RMER y se describen expresamente en el Anexo G del mismo Libro; las mismas han sido establecidas y consignadas por el EOR en la Sección 3 - Especificaciones Técnicas del Modelo y sus Módulos Componentes, de los Términos de Referencia del “MODELO COMPUTACIONAL PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DEL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN REGIONAL ESTABLECIDO EN EL RMER”, que presentó mediante oficio identificado como EOR-PJD-27-09-2012-051, de fecha 27 de septiembre de 2012. Las características y capacidades del Modelo corresponden a metodologías de expansión de sistemas de generación y transmisión que generalmente se utilizan para realizar este tipo de estudios en sistemas interconectados; el detalle de las mismas se incluye como Anexo 1 a esta Resolución.

NOTIFÍQUESE por correo electrónico al Ente Operador Regional –EOR-, y **PUBLÍQUESE**: En la página web de la CRIE.

Ingeniero Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

ANEXO 1

Sección 3 – Especificaciones Técnicas del Modelo y sus Módulos Componentes:

SECCIÓN 3 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	7
1. OBJETIVO	7
2. EL ENTE OPERADOR REGIONAL – EOR	7
3. INFORMACION GENERAL DEL SECTOR ELECTRICO DE AMERICA CENTRAL.....	8
4. DEFINICIONES.....	9
5. ALCANCES	11
6. CRITERIOS DE PLANIFICACION Y CARACTERISTICAS DEL MODELO	12
6.1 Criterios de Planificación que podrán gestionarse con el Modelo	12
6.2 Características de las Obras de Transmisión Resultantes.....	13
7. METODOLOGIA A SEGUIR POR EL OFERENTE	14
8. MODULOS QUE DEBERAN INTEGRAR EL MODELO DE PLANIFICACIÓN.....	17
8.1 Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la transmisión	17
8.2 Módulo de Simulación del MER	18
8.3 Módulo de Evaluación Económica.....	19
8.4 Módulo de Análisis de Confiabilidad.....	20
8.5 Módulo de Análisis de Riesgo	20
8.6 Módulo de Optimización de Compensación Reactiva	20
8.7 Módulo de Proyección de la Demanda.....	21
8.8 Módulo de Planificación de largo plazo de la Generación	22
9. ADECUACIONES QUE CORRESPONDAN A LOS MODULOS QUE INTEGRAN EL MODELO DE PLANIFICACIÓN, PARA CUMPLIR TODOS LOS CRITERIOS DE PLANIFICACION ESTABLECIDOS EN EL RMER.	22
10. RESULTADOS ESPERADOS DE LA APLICACIÓN DEL MODELO, SALIDAS DE CADA MODULO Y RESULTADO FINAL.....	23
10.1 Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la Transmisión	23
10.2 Modulo de simulación del MER.....	23
10.3 Módulo de evaluación económica	24
10.4 Módulo de análisis de Confiabilidad	24
10.5 Módulo de Análisis de Riesgo.....	24



10.6 Módulo de Optimización de Compensación Reactiva	24
10.7 Módulo de Proyección de la Demanda.....	24
10.8 Módulo de Planificación de Largo Plazo de la Generación.....	25



SECCIÓN 3 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

1. OBJETIVO

El Ente Operador Regional, requiere de un modelo computacional para ser utilizado en el proceso de la planificación indicativa de largo y mediano plazo de la expansión del sistema de transmisión y generación del Sistema Eléctrico Regional, SER; el modelo debe ser capaz de procesar todos los datos de entrada y producir los resultados conforme las restricciones y funciones objetivo que se especifican en la metodología de planificación establecida en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, RMER.

2. EL ENTE OPERADOR REGIONAL – EOR

El ENTE OPERADOR REGIONAL, que puede abreviarse **EOR**, es una institución constituida por medio del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito por las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, firmado en la Ciudad de Guatemala el día 30 de diciembre de 1996, aprobado por el Órgano Ejecutivo en el Ramo de Relaciones Exteriores mediante Acuerdo N° 1292 de fecha 4 de diciembre de 1997, ratificado por Decreto Legislativo N° 207, con fecha 15 de enero de 1998 y publicado en el Diario Oficial al Tomo No. 338, Número 28, el 11 de febrero de 1998, y que de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo Veinticinco del mismo Tratado, es un ente operador del mercado eléctrico regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de Derecho Público Internacional, con domicilio en la Ciudad de San Salvador, República de El Salvador.

Con relación a la planificación de la expansión de la transmisión y generación, el artículo veintiocho, inciso “e” del Tratado Marco, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR están:

“e- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.”

Para cumplir con la reglamentación vigente, el EOR requiere implementar las herramientas necesarias que le permitan llevar a cabo los objetivos establecidos en el artículo 10.1.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) que establece:

“10.1.1 El objetivo del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios:

- a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión: Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER. La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo*

considera necesario El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM;

- b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR: (i) revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, (ii) desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la RTR para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD definidos en el Numeral 16.2, (iii) Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control, (iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años;*
- c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE; y*
- d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.”*

3. INFORMACION GENERAL DEL SECTOR ELECTRICO DE AMERICA CENTRAL

En la Tabla I se muestran algunos datos relevantes de generación y demanda que se registraron en el sistema eléctrico regional Centroamericano durante el año 2011.

Tabla I. Datos de generación y demanda de Centroamérica para el año 2011

Capacidad instalada de Generación	Demanda Máxima en MW	Generación Neta: 42,115.2 GWh					Transacciones Regionales (GWh)
		Hidro (51.6%)	Térmica (35.14%)	Geotérmica (7.74%)	Cogeneración (3.94%)	Eólica (1.28%)	
11,864.6	7 094,7	20 623,9	15,959.2	3 188,2	1 606,2	737,7	1,260

En la Tabla II, se presenta una breve descripción de los sistemas eléctricos de cada uno de los Países de América Central, para el año 2012.

Tabla II. Datos relevantes de los sistemas eléctricos de potencia de Centroamérica 2012

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Capacidad instalada de generación (MW)	2,655	1,526	1,796	1,243	2,108	2,411
Demanda Máxima (MW)	1,491.2	962	1,240.0	569.5	1,545.6	1,286.5
Líneas de transmisión (KM)	1,444 (230kV) 402 (138 kV)	107.5 (230kV) 1,073(115 kV)	2,152(230 kV) 1,003(138 kV)	644 (230 kV) 1,049.34(138 kV)	1,987(230 kV) 761(138 kV)	1,066(230 kV) 171.7(115 kV)
Número de Nodos (comprende voltajes desde 0.4 a 400KV)	478	105	225	271	377	227

Fuente: Base de datos regional del EOR, información remitida por los OS/OM

4. DEFINICIONES

A continuación se listan algunas definiciones que se usan a lo largo del documento. Sin embargo, se recomienda la lectura del RMER para mayor profundidad en la comprensión.

Agentes del mercado, Agentes del MER o Agentes

Son las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores habilitados para participar en el MER.

Base de Datos Regional

Base de datos que contiene toda la información relacionada con las instalaciones del SER, el planeamiento, operación y administración del MER.

Beneficio Social

Es la suma del excedente del consumidor y el excedente del productor.

Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR)

Cargos a pagar por los Agentes, excepto los transmisores, de acuerdo a lo establecido en el Régimen Tarifario, por el uso de la RTR. Tiene como componentes el cargo por Peaje y el Cargo Complementario de Transmisión.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente regulador del mercado eléctrico regional creado por el Tratado Marco, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD)

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

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.

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.

Mercado Eléctrico Regional o Mercado (MER)

Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los *agentes*.

Operadores del Sistema / Operadores del Mercado, OS/OMS

Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales.



Procedimiento de Detalle Complementario al RMER

Documento aprobado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE a través de la resolución No. CRIE-P-09-2012

Red de Transmisión Regional (RTR)

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.

Reglamento del MER (RMER)

Es el documento que desarrolla el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos en los aspectos contenidos en los respectivos Libros (En total 5 Libros).

Libro V del RMER – Libro que contiene las Disposiciones Transitorias.

Sistema Eléctrico Regional (SER)

Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros.

Sistema de Planificación de la Transmisión Regional

Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de la Red de Transmisión Regional, RTR, y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional.

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central o Tratado Marco

Tratado internacional suscrito por los países miembros para la creación y desarrollo de un Mercado Eléctrico Regional.

5. ALCANCES

El oferente suministrará un modelo computacional para la planificación de la transmisión y generación de acuerdo a los siguientes alcances:

- I) El Modelo de Planificación tendrá capacidad para considerar un horizonte en un rango de cinco (5) a veinte (20) años y deberá contar con los siguientes módulos:
 - a) Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la Transmisión
 - b) Módulo de Simulación del MER
 - c) Módulo de Evaluación Económica
 - d) Módulo de Análisis de Confiabilidad
 - e) Módulo de Análisis de Riesgo
 - f) Módulo de Optimización de Compensación Reactiva
 - g) Módulo de Proyección de la Demanda



h) Módulo de Planificación de Largo Plazo de la Generación

6. CRITERIOS DE PLANIFICACION Y CARACTERISTICAS DEL MODELO

6.1 Criterios de Planificación que podrán gestionarse con el Modelo

El oferente deberá considerar que en el Mercado Eléctrico regional se han establecido los siguientes criterios de planificación, los cuales podrán ser gestionados en el modelo:

- a) El modelo deberá tener la capacidad de procesar en las simulaciones las funciones objetivo siguientes:
 1. Minimizar el valor presente de los costos de abastecimiento que permiten atender la demanda proyectada. Los costos de abastecimiento incluyen, entre otros: costos variables de combustible, operación y mantenimiento; costo de la energía no suministrada; 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 (Libro V del RMER numeral 2.2.1).
 2. Maximizar el Beneficio Social que se calculará como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores, conforme lo establecido en los numerales 10.4.1, 10.4.2 y 10.4.3 del Libro III del RMER respectivamente.

El modelo permitirá seleccionar cualquiera de las dos funciones objetivo mencionadas anteriormente.

- b) Permitir modelar el horizonte de planificación en el rango de cinco (5) a veinte (20) años.
- c) El modelo deberá admitir como dato de entrada un valor de capacidad de intercambio entre áreas de control en ambos sentidos de dirección de flujo, para identificar el plan óptimo de inversiones que el modelo deberá proyectar.
- d) Obtendrá la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR
- e) Permitirá evaluar los cambios en la Energía no Suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR.
- f) Para cada escenario, el Modelo identificara las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación
- g) Deberá permitir al usuario definir simultáneamente el uso de hasta ocho (8) distintos valores de Costo de Energía No Suministrada, distribuidos en ocho regiones eléctricas diferentes o alternativamente que el usuario pueda definir un solo valor de Costo de Energía No Suministrada para todas las regiones.

- h) Permitir al usuario definir una tasa de descuento. El valor presente neto de las series de costos se calculará usando la tasa de descuento que el usuario le define.
- i) El Modelo deberá verificar la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno sea mayor o igual a la tasa de descuento regional.
- j) Se deberá realizar un análisis de riesgos técnicos, el cual deberá como mínimo determinar el valor esperado de la energía no suministrada en cada país.
- k) El análisis de riesgos económicos deberá determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada.
- l) De resultar riesgos técnico-económicos que se consideren elevados, se deberán corregir los escenarios de planificación y repetir el proceso.
- m) El modelo de planificación deberá identificar los beneficios y los 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.
- n) El Modelo de Planificación a Largo Plazo evitará seleccionar como expansiones planificadas aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o grandes demandas fuera de la Red de Transmisión Regional (RTR) no paguen los costos de conectarse a la misma, haciéndoles desaparecer la señal de localización. En particular no se seleccionarán como ampliaciones planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda (10.2.2.a Libro III RMER).
- o) El modelo deberá permitir la simulación de múltiples escenarios de planificación, 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; y
 - vi. Nuevas instalaciones generadoras y de transmisión

El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) se puede descargar en la dirección electrónica www.enteoperador.org

6.2 Características de las Obras de Transmisión Resultantes

El Oferente, con base a lo indicado en el Capítulo 10 del Libro III del RMER y el Anexo G del mismo libro, y al conocimiento propio de las capacidades de sus modelos de simulación para la planificación de sistema eléctricos de potencia, deberá proveer, adecuar, implementar y dar soporte a un **Modelo de Planificación de la Expansión de la Transmisión y Generación Regional (Integrado por diferentes módulos con capacidad de interactuar entre sí)**, por medio del cual se identificará el plan de obras

de transmisión en el sistema eléctrico regional y sus costos asociados que cumplan con los siguientes requerimientos:

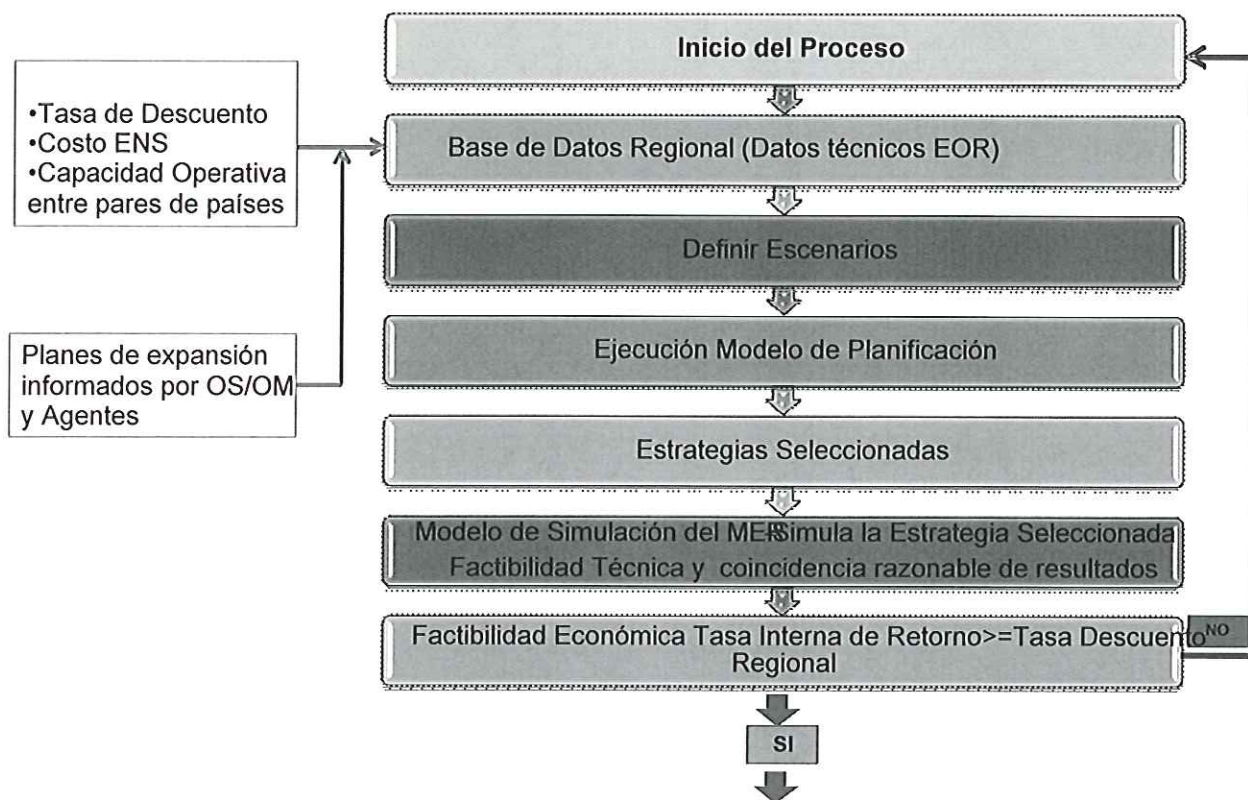
- a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo;
- 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 suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER; y
- 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 que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice 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.
- d) Para toda obra de Transmisión, se deberá garantizar los niveles de confiabilidad que permitan el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del sistema eléctrico regional, definidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.
- e) Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes a través de los CURTR (Cargos por uso de la transmisión regional), rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

7. METODOLOGIA A SEGUIR POR EL OFERENTE

El modelo de planificación deberá seguir la metodología establecida en el artículo 10.6.1 del Libro III del RMER. Dicha metodología deberá permitir al EOR realizar lo estipulado en los numerales 10.6.2 y 10.6.3, del mismo Libro y el Anexo G.

Con la finalidad de facilitar la comprensión del proceso de planificación de la expansión de la transmisión y generación establecida en el RMER, en la Figura 1 se esboza un diagrama que muestra una secuencia del proceso lógico de la Planificación de Largo Plazo de la expansión de la transmisión, considerando lo expuesto en el RMER.





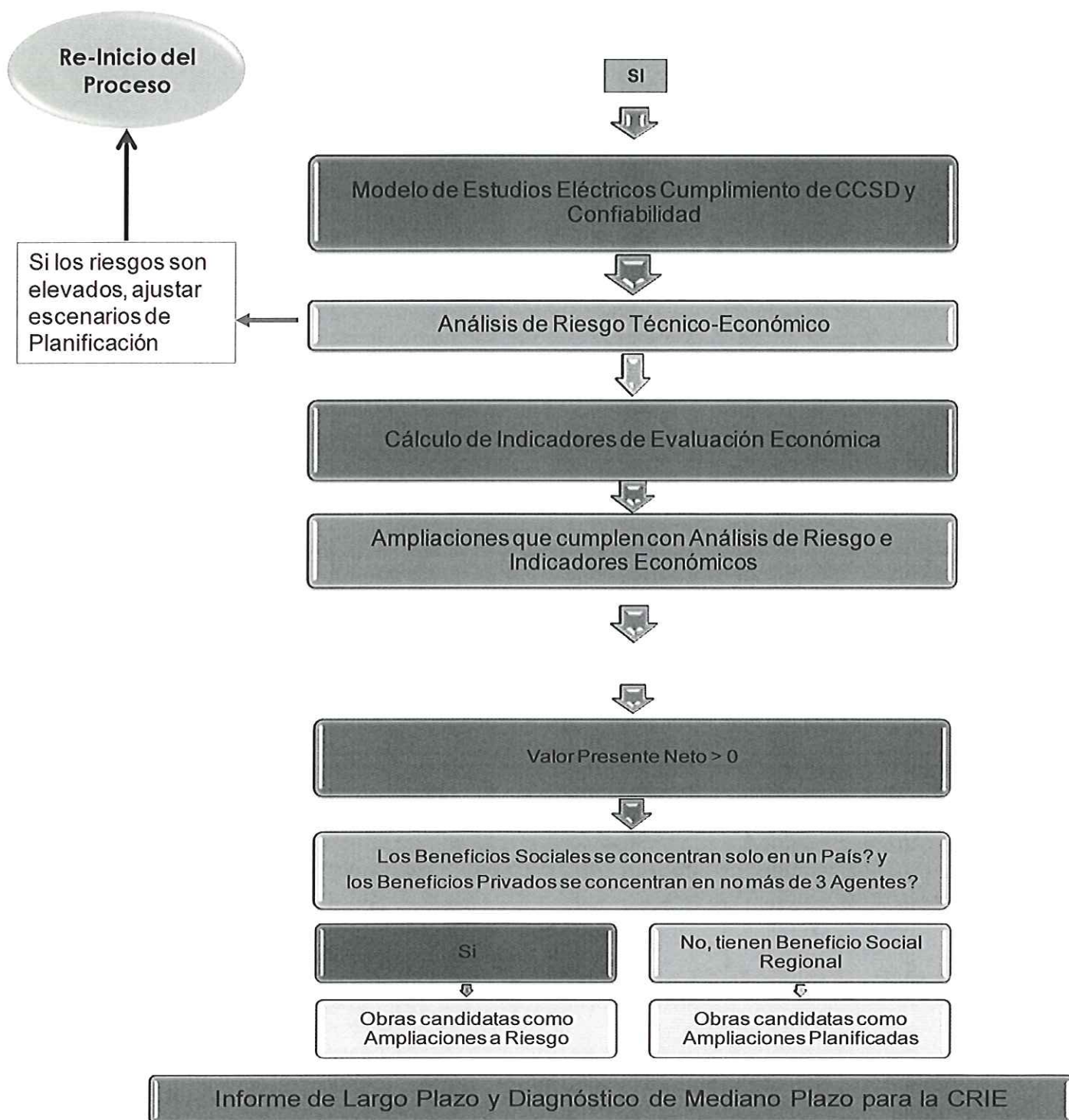


Figura 1. Flujograma del proceso de planificación de largo plazo de la expansión de la transmisión, según lo expuesto en el RMER



8. MODULOS QUE DEBERAN INTEGRAR EL MODELO DE PLANIFICACIÓN

El oferente podrá desarrollar el modelo a partir de la integración programas o módulos comerciales ya existentes en el mercado, los que deberán contar con todas las características solicitadas en estos documentos y que estén plenamente garantizados en su funcionamiento. En este caso el oferente deberá desarrollar todas las interfaces que sean necesarias para el intercambio de información entre uno y otro programa, a fin de asegurar un funcionamiento integrado de todo el conjunto y la obtención de los resultados esperados como se detalla en estos términos de referencia.

El Modelo de planificación deberá contar como mínimo con los siguientes módulos:

8.1 Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la transmisión

Este módulo determinará la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, tanto en el mediano (1 a 5 años) como en el largo plazo (5 a 20 años), considerando simultáneamente los escenarios que defina el EOR. Para cada escenario, el Módulo identificará las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación.

Este módulo deberá poseer las siguientes características, según lo expuesto en los artículos 10.1 y 10.2 y el Anexo G1 del Libro III del RMER:

- a. Horizonte de planificación de al menos cinco (5) a veinte (20) años.
- b. Capacidad de aceptar diferentes períodos de estudio (año horizonte) de acuerdo con los requerimientos del usuario.
- c. Capacidad de aceptar como dato de entrada los planes de expansión de la transmisión y generación que informen los agentes del MER.
- d. Capacidad de identificar las expansiones de transmisión que maximicen el valor presente neto del Beneficio Social, y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2, del Libro III del RMER, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo;
- e. 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 Suministrada, inversiones y gastos fijos incrementales asociados a expansiones de la transmisión o la generación.
- f. Capacidad de identificar las expansiones que 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 que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice 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 (10.2.1, Libro III, RMER).
- g. 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.
 - h. Permitir la definición de la función objetivo como un beneficio mínimo (o costo de abastecimiento máximo) asociado a cierta probabilidad de ocurrencia.
 - i. Capacidad para 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, y aprobadas por la CRIE, otras variables que sean consideradas aleatorias.
 - j. Considerar como enteras las variables asociadas a expansiones de la transmisión y opcionalmente a plantas generadoras elegidas por el usuario del modelo.
 - k. Aceptará como información de entrada ya sea la demanda proyectada por el módulo respectivo o de proyección de la demanda o los datos de demanda como dato de entrada.
 - l. Deberá identificar Beneficios Privados de los Agentes, excepto Transmisores, seleccionados por el usuario del modelo, que se calcularán entre pares de escenarios especificados por el usuario del modelo (1) para venta de energía como la diferencia entre ambos estados de los ingresos netos por venta de energía a los precios nodales y costos variables, (2) para compra de energía como la diferencia entre ambos estados de los costos de compra, suponiendo la elasticidad de la demanda que suministre el usuario.
 - m. 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).
 - n. Optimización de la operación de los embalses a largo plazo.
 - o. Posibilidad de calcular automáticamente o aceptar como dato de entrada una función de costo futuro al fin del horizonte de planificación.

8.2 Módulo de Simulación del MER

Con este módulo se simulará el funcionamiento del MER para cada uno de los escenarios previstos, operando sobre la estrategia de expansión seleccionada con el cual se debe verificar la factibilidad técnica y una razonable coincidencia entre los resultados del Módulo de Planificación de Largo Plazo y los resultados de las simulaciones.

Para llevar a cabo esta tarea este módulo debe tener las siguientes características (Anexo G2, Libro III RMER):



- a. Modelado de la red de transmisión regional y las redes nacionales;
- b. Representación de toda la generación regional;
- 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 la autocorrelación temporal de las series históricas de caudales, así como las correlaciones espaciales entre series en distintas estaciones de medida;
- d. 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 auto-correlación con datos de la misma estación;
- e. 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;
- f. 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;
- g. Modelación de distintos niveles de falla y costos asociados de la Energía no Suministrada;
- h. Cálculo de los precios nodales, ingresos de los generadores, costo de abastecimiento de la demanda, y Cargo Variable de Transmisión (CVT);
- i. Cálculo de la Renta de Congestión;
- j. Opción de cálculo de los costos de combustible de plantas seleccionadas sobre la base de la variación de un único indicador establecido por el EOR y aprobado por la CRIE.

8.3 Módulo de Evaluación Económica

Este módulo verificará la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento regional.

El módulo deberá tener la capacidad de procesar las funciones objetivo siguientes

1. Minimizar el valor presente de los costos de abastecimiento que permiten atender la demanda proyectada. Los costos de abastecimiento incluyen, entre otros: costos variables de combustible, operación y mantenimiento; costo de la energía no suministrada; 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 (Libro V del RMER numeral 2.2.1).
2. Maximizar el Beneficio Social que se calculará como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores, conforme lo establecido en los numerales 10.4.1, 10.4.2 y 10.4.3 del Libro III del RMER respectivamente.

El modelo permitirá al usuario seleccionar cualquiera de las dos funciones objetivo mencionadas anteriormente.



Mediante este módulo se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes a través de los CURTR, rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país, y otros que se estime conveniente calcular, en común acuerdo con el EOR.

El módulo deberá determinar que las ampliaciones propuestas como resultado de la planificación, son tales que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER (10.2.1.b, Libro III). El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en la Energía no suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR (10.4.4, Libro III).

8.4 Módulo de Análisis de Confiabilidad

El módulo de confiabilidad deberá determinar que las ampliaciones propuestas como resultado de la planificación, son tales que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER (10.2.1.b, Libro III). El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en la Energía no suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR (10.4.4, Libro III).

En los estudios de estado estable y dinámico relacionados con el análisis de confiabilidad se partirá de un nivel de disponibilidad total (situación N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) simples de líneas, transformadores (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga) y generadores (N-1). El criterio a usarse es el de los CCSD. Se determinará en cada caso el costo de la energía no suministrada en las situaciones de contingencia simple, y se la comparará con el costo de mantener el servicio en caso de ocurrir cada contingencia (10.6.1.i, Libro III).

8.5 Módulo de Análisis de Riesgo

Este módulo deberá permitir 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 suministrada en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada (10.6.1.j, Libro III). De resultar de estos estudios, riesgos que se consideren elevados, se deberán corregir los escenarios de planificación y repetir el proceso de planificación desde el inicio.

8.6 Módulo de Optimización de Compensación Reactiva



Este módulo deberá determinar las inversiones en potencia reactiva en la expansión de la red de transmisión regional, tal como lo establece el RMER en el numeral 7.2.3.5, del Libro III, en donde se especifica que las inversiones en la RTR destinadas a la compensación reactiva serán determinadas de acuerdo al Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional.

La Función Objetivo a ser utilizada debe estar basada en la inversión mínima en costos operativos y de inversión.

Este módulo identificará las inversiones y proyectos necesarios para la compensación reactiva, identificando los agentes y las áreas de control del MER beneficiados con la instalación de estos equipamientos. De la misma manera, se identificarán las áreas de control y los agentes del MER que son afectados por la falta de dicho equipamiento.

8.7 Módulo de Proyección de la Demanda

Este módulo deberá proyectar la demanda de energía y potencia sobre la base de valores iniciales por país y nodo, con tasas diferentes de crecimiento. La proyección deberá proveer datos de demanda por nodo de la RTR, por mes y por bloque de la curva de carga.

Este módulo realizará el cálculo de la proyección de la demanda de potencia y energía para cada año del período de estudio (mínimo 20 años). Tendrá varias opciones de cálculo, una de ellas deberá ser del tipo econométrico y utilizará variables tales como: crecimiento económico (PIB), ventas de energía, número de abonados, precios de la energía (tarifas), precios de los posibles sustitutos de la energía eléctrica (por ejemplo gas natural licuado), consumo histórico y otras.

El modelo tendrá la capacidad de calcular y almacenar la demanda para ocho (8) áreas de control y para tres diferentes escenarios económicos: base, optimista y pesimista, cada uno con sus propios parámetros de cálculo.

Asimismo deberá tener capacidad para realizar el cálculo para diferentes sectores económicos, por ejemplo comercial, industrial, residencial, etc.

Tendrá la opción para incorporar en forma manual a cualquiera de las áreas de control, valores de demanda en forma puntual, como por ejemplo una gran demanda que ha sido anunciada para conectarse en una fecha determinada.

Este módulo tendrá también la opción de aceptar como dato de entrada la proyección de la demanda de potencia y energía para todo el período de estudio, ya sea a través de la lectura de un archivo externo o en forma manual. Esta opción será utilizada



principalmente cuando la información de proyección de la demanda para el período de estudio sean datos ya conocido. El módulo aceptará esta información ya sea total del sistema, total por cada área de control o desagregada por barra y área de control; la información podrá ser anual o mensual.

La demanda de energía se calculará en forma anual por cada área de control para cada uno de los años de estudio hasta el año horizonte, luego se desagregará en forma mensual. La demanda de energía podrá representarse a opción del usuario, en al menos cinco bloques de energía, cuya duración será definida por el usuario. A partir de los datos de energía, el modelo calculará la demanda de potencia.

El modelo también calculará para cada área de control, la demanda de potencia y energía por barra, por cada escenario de demanda: máxima, media y mínima y por cada escenario económico: base, optimista y pesimista.

La proyección de la demanda tendrá la opción de considerar las pérdidas en la red.

La demanda proyectada servirá de insumo para los otros modelos, incluyendo los programas PSSE y SDDP.

8.8 Módulo de Planificación de largo plazo de la Generación

Este módulo tendrá un horizonte de planificación de al menos veinte (20) años y tendrá las capacidades enunciadas en el Anexo G del RMER. Este módulo determinará las expansiones de mínimo costo de nuevas plantas de generación térmicas e hidráulicas, para atender la demanda a lo largo del horizonte de estudio. Tendrá la capacidad de aceptar como dato de entrada los planes de generación informados por los países que conforman el MER. El módulo podrá aceptar restricciones ambientales, fechas máximas y mínimas de entrada, costos de combustibles, proyectos mutuamente excluyentes, restricciones de transmisión y otros.

9. ADECUACIONES QUE CORRESPONDAN A LOS MODULOS QUE INTEGRAN EL MODELO DE PLANIFICACIÓN, PARA CUMPLIR TODOS LOS CRITERIOS DE PLANIFICACION ESTABLECIDOS EN EL RMER.

En vista de que por medio del Modelo de Planificación se deberá implementar lo establecido en el RMER para la planificación de la transmisión regional, podría requerirse adecuaciones de algunos o todos los módulos que integren el modelo de planificación desarrollado originalmente por los oferentes, para poder desarrollar la planificación conforme los requerimientos establecidos en el RMER, por lo tanto, para tal fin se estima que el OFERENTE deberá realizar como mínimo las siguientes actividades:



En su oferta el OFERENTE deberá identificar claramente cada una de las adecuaciones que se requieren en cada módulo que integra el modelo de planificación ofertado y proponer un plan de trabajo, identificando como mínimo lo siguiente: el personal responsable de realizar las adecuaciones, detalle de las actividades, costos y tiempo estimado para realizarlas. El tiempo estimado para realizar estas adecuaciones, se apegará a lo establecido en el numeral 8 "PLAZO DE ENTREGA DEL MODELO", Sección 1 de estos documentos.

El EOR proveerá la Base de Datos Regional en los mismos formatos de entrada de los programas de simulación PSS/E® versión 32 y SDDP® versión 10.2, la que deberá ser cargada en el modelo de planificación para llevar a cabo el proceso de comprobaciones y pruebas de aceptación de las adecuaciones al modelo, conforme a cada requerimiento establecido en el Capítulo 10 y Anexo G del Libro III del RMER.

10. RESULTADOS ESPERADOS DE LA APLICACIÓN DEL MODELO, SALIDAS DE CADA MODULO Y RESULTADO FINAL

10.1 Módulo de Planificación de Mediano y Largo Plazo de la Transmisión

Los resultados esperados para el módulo de planificación de mediano y largo plazo son los siguientes:

Listado de todas las obras y costo de inversión necesario para la expansión óptima del sistema de transmisión durante el período de estudio: equipos de transformación, líneas de transmisión, nodo de instalación, año de entrada de cada obra hasta el año horizonte, así como los agentes beneficiarios de las nuevas instalaciones comprendidas en dichas inversiones, según lo estipulado en 10.6.2 y 10.6.3, del Libro III del RMER.

Para desarrollar los estudios de diagnóstico de mediano plazo, el modelo será capaz de gestionar los horizontes de estudio que el usuario defina, particularmente un horizonte de 5 años, con lo cual el usuario podrá identificar las restricciones de transmisión y realizar el diagnóstico de mediano plazo.

10.2 Modulo de simulación del MER

Los resultados de este módulo deberán contener como mínimo, y en común acuerdo con el EOR, lo siguiente:

- a) Reporte del cálculo de los precios nodales, ingresos de los generadores, costo de abastecimiento de la demanda, y Cargo Variable de Transmisión (CVT);
- b) Reporte del Cálculo de la Renta de Congestión;
- c) Comprobación de los Resultados del Módulo de Planificación de Largo Plazo (cronograma de expansión), que consiste en verificar la factibilidad técnica y una razonable coincidencia entre los resultados del Módulo de Planificación de Largo Plazo y los resultados de las simulaciones con este módulo de simulación del MER (10.6.1.e Libro III del RMER);
- d) Cálculo de la política operativa óptima del MER (4.5.1 Libro II del RMER)

10.3 Módulo de evaluación económica

Este módulo deberá proveer el listado de los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes a través de un cargo por uso de la red de transmisión, rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país, y otros que se estime conveniente calcular, en común acuerdo con el EOR.

10.4 Módulo de análisis de Confiabilidad

Este módulo deberá proveer el listado de las ampliaciones propuestas, como resultado de la planificación de largo plazo, cuyo valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER. Es decir, las ampliaciones propuestas que mejoran la confiabilidad del SER, evaluadas durante el proceso de planificación de largo plazo, en relación al costo de la energía no suministrada.

10.5 Módulo de Análisis de Riesgo

Una vez determinado el listado de todas las inversiones necesarias para la expansión óptima del sistema de transmisión, según los resultados del apartado 11.1 de estas especificaciones, este módulo de análisis de riesgo deberá listar los riesgos tanto técnicos como económicos, así como los costos de arrepentimiento de las inversiones identificadas en el análisis de largo plazo. Los estudios de riesgos técnicos deberán como mínimo determinar el valor esperado de la energía no suministrada en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán como mínimo determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada.

10.6 Módulo de Optimización de Compensación Reactiva

Este módulo deberá proveer el listado de todas las inversiones necesarias para la correcta compensación en potencia reactiva de la red de transmisión regional, su lugar de instalación, fecha necesaria para su instalación, costos de las inversiones, año a año, hasta el año horizonte de la planificación de largo plazo, listando los agentes y las áreas de control del MER beneficiados con la instalación de estos equipamientos. De la misma manera, se incluirán en el listado las áreas de control y los agentes del MER que son afectados por la falta de dicho equipamiento.

10.7 Módulo de Proyección de la Demanda

Los resultados esperados de este módulo son:

- a) Proyección de la demanda global de energía para cada año del período de estudio (mínimo 20 años) para tres escenarios económicos: base, optimista y pesimista.
- b) Proyección de la demanda de energía por País para cada año del período de estudio para tres escenarios económicos: base, optimista y pesimista.
- c) Desagregación de la demanda anual de energía por país en demanda mensual.
- d) Desagregación de la demanda de energía mensual en hasta cinco bloques de energía de acuerdo a los parámetros definidos por el usuario.
- e) Cálculo de la demanda máxima, media y mínima de potencia en forma mensual para los escenarios base, optimista y pesimista.

- f) Cálculo de la demanda de potencia por barra para los escenarios de máxima, media y mínima en los escenarios económicos base, optimista y pesimista.

10.8 Módulo de Planificación de Largo Plazo de la Generación

Este módulo deberá proveer para el período de estudio considerado, una lista de las nuevas plantas de generación térmicas e hidráulicas y ampliaciones de las plantas existentes, su punto de conexión a la red, año de entrada, potencia recomendada, costos de inversión, costos operativos, etc.”

Quedando contenida la presente certificación en veinticinco hojas, impresas todas únicamente en su anverso, hojas que sello y firmo en la ciudad de Guatemala, a los dieciséis días del mes de enero de dos mil trece.