

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Post Grado
Maestría en Energía y Ambiente

**DETERMINAR LOS RETOS Y LAS OPORTUNIDADES QUE OFRECE EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL AL
MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA.**

ASESOR: ING. M. SC. HUGO RODAS MAROTTA

FERNANDO JOSÉ ALVAREZ PAZ

GUATEMALA, OCTUBRE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ENERGÍA Y AMBIENTE

ESTUDIO ESPECIAL DE GRADUACIÓN

**DETERMINAR LOS RETOS Y LAS OPORTUNIDADES QUE OFRECE EL
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL AL MERCADO ELÉCTRICO DE
GUATEMALA.**

POR

**INGENIERO INDUSTRIAL
FERNANDO JOSÉ ALVAREZ PAZ**

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN ENERGÍA Y AMBIENTE**

Guatemala, noviembre de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO: Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I: Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II: Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III: Ing. Miguel Ángel Dávila
VOCAL IV: Br. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL V: Agr. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIO: Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO: Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR: Msc. Ing. César Augusto Akú Castillo
EXAMINADOR: Ing. Hugo Leonel Ramírez Ortiz
EXAMINADOR: Ing. M. Sc. Hugo Rodas Marotta
SECRETARIO: Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DETERMINAR LOS RETOS Y LAS OPORTUNIDADES QUE OFRECE EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL AL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA.

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrados, con fecha el 7 de junio de 2010.

Ing. Fernando José Álvarez Paz

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|----|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES..... | i |
| GLOSARIO..... | ii |
| RESUMEN | iv |
| OBJETIVOS E HIPÓTESIS | v |
| Objetivo General..... | v |
| Objetivos Específicos | v |
| Hipótesis | v |
| INTRODUCCIÓN..... | vi |
| 1 OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL Y NACIONAL | 1 |
| 1.1 Documentación Base | 1 |
| 1.1.1 Normativa regional: | 1 |
| 1.1.2 Normativa regulatoria de Guatemala: | 1 |
| 1.2 Aspectos jurídicos generales y jerarquía técnica..... | 2 |
| 1.2.1 Aspectos jurídicos generales..... | 2 |
| 1.2.2 Jerarquía técnica | 4 |
| 1.3 Los Mercados Mayoristas | 5 |
| 1.3.1 Enunciados generales de la normativa Regional | 7 |
| 1.3.2 Enunciados generales de la normativa regulatoria de Guatemala..... | 11 |
| 1.3.3 Mercado Eléctrico de Guatemala | 20 |
| 1.4 Diferencias entre la normativa regional y nacional | 25 |
| 1.4.1 Predespacho..... | 25 |
| 1.4.2 Operación en tiempo real | 36 |
| 1.4.3 Posdespacho | 41 |
| 1.4.4 Liquidación | 47 |
| 1.4.5 Transmisión Regional..... | 48 |
| 2 ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES | 54 |
| 3 CORRESPONDENCIA ENTRE LAS NORMATIVAS | 56 |
| 4 CONCLUSIONES..... | 57 |
| 5 RECOMENDACIONES..... | 62 |
| 6 BIBLIOGRAFÍA..... | 64 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| Figura 1-1 Jerarquía de Leyes..... | 2 |
| Figura 1-2 Orden jerárquico instrumentos normativos..... | 3 |
| Figura 1-3 Tipos de Garantías | 15 |
| Figura 1-4 Manejo de Riesgos..... | 17 |
| Figura 1-5 Contratos Firmes..... | 18 |
| Figura 1-6 Tipos de Garantías | 20 |
| Figura 1-7 Predespacho Nacional | 28 |
| Figura 1-8 Horarios de la coordinación del Predespacho | 30 |

GLOSARIO

| | |
|-------|---|
| AMM | Administrador del Mercado Mayorista |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CAT | Costo Anual de Transporte |
| CCSD | Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño de la RTR |
| CEAC | Consejo de Electrificación de América Central |
| CNEE | Comisión Nacional de Energía Eléctrica |
| CRIE | Comisión Regional de Interconexión Eléctrica |
| CURTR | Cargo por Uso de la RTR |
| CVT | Cargo Variable por Transmisión |
| DFT | Derechos Firmes Financieros |
| DT | Derechos de Transmisión |
| DTER | Documento de Transacciones Económicas Regionales |
| EOR | Ente Operador Regional |
| EPR | Empresa Propietaria de la Red |
| ITE | Informe de Transacciones Económicas |
| LGE | Ley General de Electricidad |
| MCR | Mercado de Contratos Regional |
| MEM | Ministerio de Energía y Minas |
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| MOR | Mercado de Oportunidad Regional |
| NCC | Norma de Coordinación Comercial |

NCO Norma de Coordinación Operativa

OS/OM Operador del Sistema y/o Operador del Mercado

POE Precio de Oportunidad de la Energía

RAMM Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

RLGE Reglamento de la Ley General de Electricidad

RMER Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

RRO Reserva Rodante Operativa

RTR Red de Transmisión Regional

SEN Sistema Eléctrico Nacional

SER Sistema Eléctrico Regional

SICA Sistema de la Integración Centroamericana

SIEPAC Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SIMECR Sistema de Medición Regional

SNI Sistema Nacional Interconectado

SPTR Sistema de Planificación de la Transmisión Regional

TDTR Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real

TOP Transacciones de Oportunidad Programadas

RESUMEN

El programa de Maestría en Energía y Ambiente de la Universidad de San Carlos de Guatemala, dentro de sus requisitos contempla que los estudiantes realicen un trabajo de investigación en cualquiera de las dos áreas de estudio, pero a la vez relacionadas y verificar el efecto de una sobre la otra. El presente trabajo se desarrolla en el área de energía y en particular en el mercado mayorista de energía eléctrica y consiste en identificar para el Mercado Eléctrico de Guatemala las oportunidades y los retos necesarios, a fin de que pueda interactuar adecuadamente con el Mercado Eléctrico Regional.

La metodología se basa en un plan de trabajo, que abarca desde el análisis de la normativa regional y nacional, la identificación de los requerimientos más importantes del Mercado Eléctrico de Guatemala para el funcionamiento armonizado con el Mercado Eléctrico Regional hasta la identificación de las oportunidades y los retos para el mercado guatemalteco.

OBJETIVOS E HIPÓTESIS

Objetivo General

Determinar los retos y las oportunidades que ofrece el Mercado Eléctrico Regional al Mercado Eléctrico de Guatemala.

Objetivos Específicos

1. Establecer las características técnicas y comerciales del Mercado Regional y compararlas con las del Mercado guatemalteco sobre los procesos de: Predespacho; Operación en tiempo real; Posdeshpacho; Conciliación, Facturación y Liquidación y Transmisión Regional.
2. Identificar los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.
3. Identificar la posibilidad de una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico que ofrece el Mercado Eléctrico Regional para el Mercado Eléctrico de Guatemala clasificándolos en retos y oportunidades.

Hipótesis

El Mercado Eléctrico de Guatemala es suficientemente maduro para interactuar con el Mercado Eléctrico Regional y aprovechar las oportunidades de un mercado mayor sin detrimento del mercado nacional.

INTRODUCCIÓN

En los últimos diez años, las industrias eléctricas de Guatemala, Nicaragua, Panamá y El Salvador han sido objeto de un proceso de reestructuración que muestra distintos grados de avance dependiendo de la fecha en que se implementó la reforma. En términos generales, la estructura de producción ha sido verticalmente desintegrada, con el objetivo de disminuir la participación del Estado en la industria, parte de las empresas estatales han sido traspasadas al sector privado, y se ha dado paso a la “competencia” a través de la institución de un mercado mayorista de electricidad. Sólo Costa Rica y Honduras se han mantenido fuera de este proceso. En forma paralela los seis países de América Central suscribieron en 1996 un Tratado Marco en el que acuerdan la conformación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) que funcionaría como un séptimo mercado superpuesto a los seis mercados nacionales, con regulación regional y en el cual los agentes de mercado realizarían las transacciones internacionales de energía eléctrica en la región Centroamericana. A partir de Noviembre 2002 los seis países Centroamericanos están interconectados producto de la entrada en operación de la línea que conecta El Salvador con Honduras. La operación del sistema en este período se ha regido por las normas establecidas en el Reglamento Transitorio del MER –RTMER-.

El Mercado Eléctrico Regional contribuiría a incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional, a viabilizar proyectos de generación de mayor escala para la demanda agregada, el desarrollo de la red de transmisión regional, a promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica, aumentando así la competencia y seguridad del suministro de energía eléctrica. La promoción de la competencia ha sido mencionada también en todos los proyectos de reformas implementados en el ámbito de mercado nacional. Incluso en ciertos casos se ha instituido una comisión especial, encargada de asesorar al regulador para fiscalizar el cumplimiento de las reglas comerciales y asegurar el desarrollo de la competencia (Grupo de Vigilancia de Mercado en Panamá).

El presente trabajo de tesis tiene por objeto el análisis de la normativa eléctrica regional y nacional, la identificación de los requerimientos más importantes para el Mercado Eléctrico de Guatemala para el funcionamiento armonizado con el Mercado Eléctrico Regional –MER- y la elaboración del correspondiente diagnóstico, previo a pasar a la identificación de los retos y oportunidades.

En el análisis, se tiene como fundamento principal que en el MER se transará energía eléctrica entre Agentes Autorizados de los países miembros, en un Mercado de Contratos Regional (energía firme -garantizada- al comprador) y en un Mercado de Oportunidad Regional (generación disponible y libre -“excedentes”-). Los productos y servicios que se pueden ofrecer en el MER comprenden la energía eléctrica, los servicios auxiliares, los servicios de transmisión regional, el servicio de operación del sistema y el servicio de regulación del MER. Los servicios auxiliares en el MER se prestan mediante compromisos mínimos obligatorios de cada área de control, por tanto, no se tendrán ofertas asociadas a los mismos.

El trabajo de tesis se organiza en cuatro secciones: sección 1 enunciados generales de las normativas nacional y regional en las que incluye la definición de cada uno de los modelos de mercado, quienes participan y las normativas que los rige; sección 2, se refiere a los requerimientos normativos sobre los procesos de: Predespacho; Operación en tiempo real; Posdeshpacho; Conciliación, Facturación y Liquidación y Transmisión Regional; sección 3, identificación de los retos y oportunidades para el Mercado Eléctrico Guatemalteco; sección 4, se presenta un resumen de las conclusiones extraídas del presente estudio.

1 OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL Y NACIONAL

1.1 Documentación Base

1.1.1 Normativa regional:

- ✓ Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central;
- ✓ Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (primer Protocolo);
- ✓ Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central;
- ✓ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional:
 - Libro I, De los Aspectos Generales;
 - Libro II, De la Operación Técnica y Comercial;
 - Libro III, De la Transmisión;
- ✓ Acuerdo No. CRIE-05/28, relacionado con la implementación gradual del MER;
- ✓ Acuerdo No. CRIE-07/30, por medio del cual se instruye al EOR para incorporar, en forma gradual, los conceptos, mecanismos, metodologías y modelos necesarios que sean procedentes para la implementación del RMER.

1.1.2 Normativa regulatoria de Guatemala:

- ✓ Ley General de Electricidad (LGE), Decreto No. 93-96 del Congreso de la República;
- ✓ Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), Acuerdo gubernativo número 256-97, y sus modificaciones contenidas en los Acuerdos Gubernativos números 787-2003 y 68-2007;
- ✓ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), Acuerdo gubernativo número 299-98, y sus modificaciones contenidas en los Acuerdos Gubernativos números 657-2005 y 69-2007;
- ✓ Normas de Coordinación Comercial (NCC) relacionadas;

- ✓ Normas de Coordinación Operativa (NCO) relacionadas.

1.2 Aspectos jurídicos generales y jerarquía técnica

1.2.1 Aspectos jurídicos generales

Para el desarrollo del estudio se consideraron los siguientes aspectos jurídicos generales:

- ✓ Tanto el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, con sus Protocolos, como la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos, forman parte del ordenamiento jurídico de Guatemala; cada uno cuenta con sus propias reglas, con aplicación en diferente ámbito de acción. Sin embargo, para la aplicación de los dos instrumentos jurídicos regulatorios, dentro del ámbito nacional, se consideró que el Tratado Marco tiene la misma jerarquía de la Ley General de Electricidad.

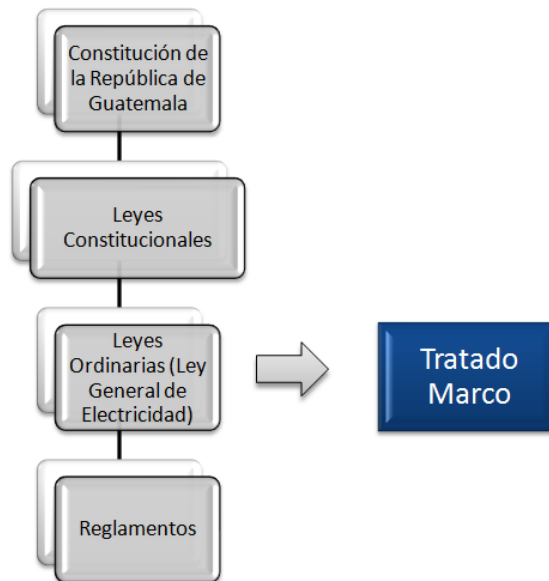


Figura 1-1 Jerarquía de Leyes

- ✓ El Tratado Marco, con sus Protocolos, es una Ley de aplicación general y de obligatorio cumplimiento, incorporada al derecho interno de Guatemala, que regula el conjunto de actividades de generación, transporte y comercialización de electricidad que se desarrollan en el

MER; instrumentos jurídicos que han cobrado vigencia en la fecha de su publicación en el Diario de Centro América de la Republica de Guatemala. El Tratado Marco es la base jurídica del Reglamento de Mercado Eléctrico Regional (RMER); se recomienda que, para darle mayor certeza en su aplicación a nivel nacional, este Reglamento sea publicado en el referido Diario de Centro América.

- ✓ Ley General de Electricidad es una ley de carácter específico para el subsector eléctrico de Guatemala, de obligatorio cumplimiento, que norma el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad que se desarrollan en el Mercado Mayorista de Guatemala. Esta Ley es la base jurídica del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) y de las normas que emite la CNEE.
- ✓ El orden jerárquico, en sus diferentes ámbitos de acción, de los instrumentos regionales y nacionales se considera de la siguiente forma:

Orden jerárquico de los instrumentos normativos



Figura 1-2 Orden jerárquico instrumentos normativos

- ✓ El Tratado Marco incorpora la disposición de los gobiernos que lo suscribieron para realizar las acciones necesarias para armonizar las regulaciones nacionales con la regulación regional, con la finalidad de

lograr la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo. Por lo tanto, los Reglamentos de la Ley General de Electricidad (RLGE y RAMM) y las Normas de Coordinación del AMM (NCC y NCO) y sus procedimientos, podrían, si fuere necesario, ser objeto de una propuesta de modificación para ajustarlos o armonizarlos, con el propósito de evitar cualquier incompatibilidad y de lograr una interacción óptima entre la normativa regulatoria del Mercado Mayorista de Guatemala con la del Mercado Eléctrico Regional.

- ✓ En el Segundo Protocolo se dispone que cada país miembro puede decidir su propia gradualidad de armonización y la CRIE debe velar porque en cada momento, se realicen transacciones regionales en las que prive el estricto cumplimiento de los principios de reciprocidad y no discriminación.

1.2.2 Jerarquía técnica

La operación técnica del Mercado Eléctrico Regional (MER) se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el Ente Operador Regional (EOR) es responsable y coordina la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y de la Red de Transmisión Regional (RTR) y las transacciones regionales con los Operador del Sistema y/o Operador del Mercado (OS/OM) de los países miembros, sobre la base de procedimientos técnicos y operativos, según el siguiente esquema general (numerales 1.4.4, Libro I, y 3.2.1, Libro II, del RMER):

- ✓ El EOR coordinará la operación técnica del SER;
- ✓ En cada país, las funciones de la operación técnica del SER serán llevadas a cabo por el OS/OM correspondiente, en coordinación con el EOR;
- ✓ Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales;
- ✓ En estado operativo normal, los agentes tendrán la obligación de cumplir con las Transacciones de Oportunidad Programadas -TOPs- y las Transacciones Programadas -TPs- del Mercado de Contratos Regional en cada nodo de la RTR;

- ✓ La coordinación operativa y el intercambio de información entre el EOR y los OS/OM deberá ser efectuada según las reglas establecidas en el RMER para el Predespacho, la operación en tiempo real y los análisis del Posdespacho.

1.3 Los Mercados Mayoristas

El MER es un mercado mayorista que contiene aspectos regulatorios, institucionales y físicos, basados en la siguiente estructura (numeral 1.5, Libro I del RMER):

- ✓ La Regulación Regional, formada por el Tratado Marco, sus Protocolos, los reglamentos y las Resoluciones de la CRIE;
- ✓ Los Organismos Regionales, encargados de velar por el cumplimiento y la aplicación de la Regulación Regional: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR);
- ✓ La Regulación Nacional, comprende la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos, las Normas de Coordinación y las Resoluciones de la CNEE, en lo referente a los aspectos y mecanismos que permiten las Transacciones Regionales;
- ✓ Los Organismos Nacionales, incluyendo los OS/OM de cada uno de los países miembros (en Guatemala: la CNEE y el AMM), en la medida que estén relacionados con la operación del MER e interactúen con la Regulación y Organismos Regionales;
- ✓ Los Agentes que se dedican a las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, así como los Grandes Consumidores; y
- ✓ El Sistema Eléctrico Regional (SER), incluyendo a la Red de Transmisión Regional (RTR) que 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.

El Mercado Mayorista de Guatemala también fue diseñado sobre el concepto de un mercado mayorista con características específicas, tales como:

- ✓ Es un mercado de contratos;
- ✓ Es un mercado de costos variables para el mercado de oportunidad; y
- ✓ Se transa potencia, energía eléctrica y servicios auxiliares.
- ✓ La Regulación Nacional permite las Transacciones Regionales;

Para garantizar que el Mercado Mayorista sea fundamentalmente de contratos, normativamente se establece la obligación para todos los Participantes Consumidores de contratar Oferta Firme para cubrir su Demanda Firme, por un plazo mínimo de dos años. La Oferta Firme es la potencia eléctrica que un Participante Productor puede comprometer en contratos y es un concepto creado para garantizar que dicha potencia esté disponible a un precio competitivo en el momento que Sistema Eléctrico Nacional lo requiera. La Demanda Firme es un concepto creado para asegurar que cada uno de los Participante Consumidores tenga su potencia eléctrica contratada en el momento de máximo requerimiento de potencia del Sistema Nacional Interconectado del Año Estacional.

El requerimiento de energía eléctrica de un Participante Consumidor que no esté cubierta mediante contratos puede ser cubierto a través de contratos financieros o en el Mercado de Oportunidad (Spot); mercado que normalmente es el cierre de las transacciones comerciales.

Estas diferencias entre la estructura del MER (mercado de energía y de precios multinodales) y la del Mercado Mayorista (MM) de Guatemala (mercado de potencia y energía, de costos y uninodal), ameritan la atención de este trabajo de investigación; lo que implica la necesidad de identificar los requerimientos para que el mercado eléctrico nacional pueda funcionar armoniosamente con el MER y evitar problemas operativos y comerciales.

1.3.1 Enunciados generales de la normativa Regional

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional fue suscrito por los países de América Central con el objeto de crear y desarrollar gradualmente un mercado eléctrico competitivo, basado en el tratamiento recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región. Los principios definidos en el Tratado Marco para el Mercado Eléctrico Regional o MER que deben regir el funcionamiento del mismo son los siguientes:

- ✓ Competencia - Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- ✓ Gradualidad - 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.
- ✓ Reciprocidad - Derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de gradualidad.
- ✓ El objetivo del MER es ante todo beneficiar a los consumidores de la región en términos del abastecimiento económico de electricidad, del incremento en la garantía de suministro y de las mejoras en la calidad y seguridad del servicio. En particular se busca que el MER permita:
 - Incrementar la eficiencia del abastecimiento regional de electricidad
 - Desarrollar proyectos para abastecer la demanda regional
 - Incrementar la competencia y seguridad del suministro de electricidad
 - Viabilizar el desarrollo de la redes de transmisión a escala regional
 - Promover e incrementar los intercambios de electricidad de oportunidad
 - Normalizar los criterios operativos de calidad y seguridad en la región

Para alcanzar los objetivos anteriores de manera eficaz y equitativa, en el diseño de detalle del MER se han seguido las siguientes premisas:

- ✓ Respetar la autonomía de los países
- ✓ Promover la competencia leal entre los agentes del mercado
- ✓ Garantizar la economía y seguridad del suministro de electricidad
- ✓ Incorporar la inversión privada en la infraestructura regional
- ✓ Dar simplicidad, eficiencia y transparencia a las reglas de operación del mercado.

Conceptualmente, el diseño del MER está basado en la conformación de un séptimo mercado eléctrico, superpuesto con los seis mercados nacionales existentes, con regulación regional propia y en el cual los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica. Los principios básicos de la organización y funcionamiento del MER son los siguientes:

- ✓ En el mercado regional se realizarán continuamente transacciones de electricidad, mediante contratos a plazo entre los agentes del mercado y a través de intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional.
- ✓ Los agentes del mercado podrán comprar y vender energía libremente en cualquiera de los países que conforman el MER sin discriminación alguna y se garantizará el libre tránsito de energía entre países.
- ✓ Los agentes del mercado podrán instalar plantas generación en cualquiera de los países miembros del MER y comercializar la energía producida a nivel regional; se garantizará el libre acceso de los agentes a las redes de transmisión tanto nacionales como regionales.
- ✓ Las transacciones en el MER se llevarán a cabo a través de la infraestructura de la red de transmisión regional RTR; los nodos de la RTR constituyen los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales.
- ✓ Las funciones de regulación y vigilancia y de operación y administración del MER estarán a cargo de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y del Ente Operador Regional respectivamente.

- ✓ Adicionalmente, es necesario que las regulaciones nacionales de los países estén en conformidad, como mínimo, con los siguientes requerimientos en relación con la operación del MER:

Permitir los intercambios internacionales de energía que propendan por la eficiencia económica;

Aplicar principios de no discriminación y reciprocidad con respecto a la oferta y demanda internacional;

Respetar los contratos regionales que resulten de acuerdos libres entre agentes de diversos países;

Incorporar la oferta y demanda del mercado regional dentro del despacho económico nacional;

Respetar los criterios operativos de calidad y seguridad establecidos para el sistema eléctrico regional;

Permitir el libre acceso a la capacidad de transmisión de las redes nacionales y a la información relevante para el mercado regional;

- ✓ Lo anterior implica que no es indispensable unificar los diferentes esquemas nacionales ya que no se trata de una integración de mercados, por consiguiente:
- ✓ Se podrán mantener diferencias entre los precios y/o costos de los mercados nacionales y los precios del MER.
- ✓ La interacción de los mercados nacionales con el MER se realizará a través de interfaces nacionales que cubrirán los siguientes aspectos:
 - Coordinación del predespacho regional, el que será calculado usando un modelo matemático que considere toda la funcionalidad necesaria para incorporar en la optimización las ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad y por servicios de transmisión, el requerimiento de servicios auxiliares regionales, los compromisos contractuales, el predespacho nacional y la configuración, restricciones y pérdidas del sistema de transmisión. El modelo matemático deberá determinar el despacho óptimo factible de las ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad y por servicios de transmisión, los servicios

auxiliares regionales y los compromisos contractuales, y obtener la asignación óptima de las ofertas de precios dentro del horizonte de optimización maximizando el beneficio social.

- Administración de los contratos regionales en el proceso de coordinación del predespacho regional (validación e inclusión de contratos en el predespacho regional).
- Formación y presentación de ofertas de oportunidad (en términos de precio y cantidad) al MER
- Administración de los procesos de conciliación, facturación y liquidación de las obligaciones de pago que resultan de las transacciones en el MER y manejo de garantías.
- Coordinación de la operación regional tal como el manejo de las desviaciones en tiempo real, los estados de emergencia y los servicios auxiliares. Para estos últimos en la operación del SER, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, determinarán sus requerimientos, adicionalmente se definen los siguientes servicios auxiliares que deberán ser suministrados por los Agentes según los requerimientos que establezca el EOR, coordinado con cada uno de los OS/OM en sus respectivas áreas de control:
 - a) Reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia;
 - b) Suministro de potencia reactiva;
 - c) Desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje; y
 - d) Arranque en negro.
- Remuneración de la Transmisión
- Traslado de los precios del MER a los Mercados Eléctricos Nacionales.

1.3.2 Enunciados generales de la normativa regulatoria de Guatemala

- ✓ El Mercado Mayorista de Guatemala es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre Agentes del Mercado Mayorista.
- ✓ El AMM es la entidad operadora del Sistema Eléctrico Nacional y la que administra el Mercado Mayorista; una de sus funciones es la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores; garantizando la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica bajo los parámetros de calidad establecidos.
- ✓ Los Agentes del Mercado Mayorista de Guatemala, son:
 - Generadores, con potencia máxima mayor a 5 MW;
 - Comercializadores, con bloques de energía (Oferta Firme Eficiente y Demanda Firme), de 2 MW en adelante;
 - Distribuidores, con un mínimo de quince mil (15,000) usuarios;
 - Transportistas, con capacidad de transporte, mínima de 10 MW;

Sin embargo, como todos los Participantes del Mercado Mayorista están facultados para realizar transacciones en el MER, esto incluye además a las empresas que sin tener la calidad de Agentes del Mercado Mayorista, como es el caso de los Grandes Usuarios, cuya demanda mensual supera los 100 kW, realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista de Guatemala.

- ✓ Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes.
- ✓ El Sistema Principal es el sistema de transmisión compartido por los generadores y lo define la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). El Sistema Secundario es aquel que no forma parte del Sistema Principal.

- ✓ La remuneración del Sistema Principal es fijada cada dos años por la CNEE y considera el cargo por conexión y peaje, basado en la anualidad de la inversión de todo el Sistema Nacional Interconectado (SIN), en los costos de operación y mantenimiento y en la Potencia Firme conectada.

1.3.2.1 Aspectos técnicos y comerciales

El Mercado Eléctrico Regional es un mercado mayorista de electricidad superpuesto a los mercados eléctricos nacionales, que operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo producto de un despacho económico regional coordinado con los despachos económicos nacionales y con contratos de compra y venta de energía entre los agentes del mercado, bajo un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros, la coordinación de las funciones de operación y supervisión de las instalaciones de la Red de Transmisión Regional –RTR- entre los agentes y el EOR se realizará a través del OS/OM correspondiente.

Los productos y servicios ofrecidos en este mercado comprenden la compra y venta de energía eléctrica, los servicios de transmisión regional, el servicio de operación del sistema y el servicio de regulación del MER.

El predespacho del MER, considerará dos (2) niveles sucesivos: el EOR en el nivel regional y el OS/OM de cada país en el nivel nacional, incluyendo lo siguiente: las ofertas de inyección y retiro en los diferentes nodos de la RTR, los contratos regionales, las ofertas de flexibilidad de los contratos, las ofertas de pago máximo por CVT. Para valorar estas transacciones se utilizará un sistema de precios nodales, los que representan los precios marginales de corto plazo de la energía en cada nodo de la Red de Transmisión Regional.

Cada nodo de la RTR en el que se realicen inyecciones y retiros del MER deberá contar con una medición comercial. Los medidores comerciales serán leídos por los Sistemas de Medición Comercial Nacionales administrados por los operadores de sistema y mercado OS/OMs, las mediciones serán transformadas a sus valores de ingeniería en Kwh y Kvarh y serán enviadas al Sistema de Medición Comercial Regional -SIMECR- administrado por el EOR y dicho sistema estará conformado por los siguientes componentes:

- ✓ Un sistema primario de medición que como mínimo considere la energía activa y reactiva, el cual deberá tener un medidor con capacidad de almacenamiento por intervalos de tiempo y suficiente memoria para almacenar información por un período compatible con los períodos de mercado de las transacciones del MER, así como un módem de comunicaciones que permita que los datos de las medidas sean leídos remotamente usando protocolos apropiados;
- ✓ Un sistema de respaldo de medición de energía activa y reactiva, funcionando en paralelo con el sistema primario de medición y con las mismas características que el sistema primario de medición;
- ✓ Un sistema de recolección remota de medidas, conformado por sistemas de comunicaciones y centros de recolección de datos, preferiblemente ubicados en las instalaciones de los OS/OMS, con acceso remoto a la información de los medidores a través de enlaces de telecomunicaciones privados o públicos;
- ✓ Un sistema informático para que los OS/OM pongan a disposición del EOR, la información de las mediciones que recolecta de sus sistemas;
- ✓ Registro de mediciones comerciales que en su conjunto representen la medición real, con el objeto de registrar transacciones de más de un agente en un mismo nodo; y
- ✓ El EOR podrá contar, opcionalmente, con un sistema de recolección remota de medidas que le permita al EOR revisar periódicamente la información reportada por cada OS/OM, a través del acceso remoto a los datos de medición.

Los sistemas de medición deberán cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el RMER., módulo de entrada y salida y con alimentación independiente. La instalación, mantenimiento y reemplazo de los medidores será responsabilidad de los agentes y los OS/OM serán los responsables de supervisar el cumplimiento de los requerimientos de la Regulación Regional.

Por otro lado, cada medidor será del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16-1991, con módulo de comunicación (módem interno o externo, LAN, etc.

Sobre la base de las mediciones de las inyecciones y retiros registrados por el SIMECR, los predespachos nacionales y el predespacho y redespachos regionales, el EOR realizará diariamente el posdespacho para cada uno de los períodos de mercado. Para la realización del posdespacho regional se utilizará un modelo similar al utilizado para el predespacho regional, considerando las inyecciones y retiros registrados para cada período de mercado; como resultado del posdespacho regional se obtendrán, para cada uno de los períodos de mercado del día, los precios ex-post en cada nodo de la Red de Transmisión Regional (RTR) para ser utilizados en la valoración de las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real

Como resultado del posdespacho se obtendrá un conjunto de precios nodales ex. post para cada nodo de la RTR.

Las Transacciones Programadas en el Predespacho y Redespachos se conciliarán usando la información de sus montos de energía, los precios nodales ex-ante y la información de los compromisos contractuales declarados o reducidos. En tanto que las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR) se calcularán como la diferencia entre las inyecciones y retiros reales y las inyecciones y retiros programados en los predespachos nacionales y en el predespacho y redespachos regionales. Todas las desviaciones se conciliarán en el MER de acuerdo a: a) el tipo de desviación (normal, significativa autorizada, significativa no autorizada y grave), b) el monto de la desviación, y c) los precios ex-ante y los precios ex-pos.

También se conciliarán los cargos por los servicios del MER; es de señalar que los servicios auxiliares no ocasionarán transacciones comerciales que deban ser conciliadas en el MER.

Para presentar los resultados de la operación el EOR preparará el Documento de Transacciones Económicas Regionales –DTER-, que contendrá la información detallada por agente. Los documentos de cobro y pago estarán soportados por el DTER y serán emitidos después de haber finalizado el período mensual de facturación.

1.3.2.2 Mercado de Contratos

El Mercado de Contratos Regional (MCR), está conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, celebrados entre agentes, junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Los compromisos adquiridos en el MCR, podrán cumplirse por medio de inyecciones y retiros de energía en el Mercado de Oportunidad Regional y podrán ser reducidos en el predespacho o en el redespacho, por razones técnicas o por falta de garantías de pago o por ser insuficientes (numerales 1.3, Libro II del RMER).

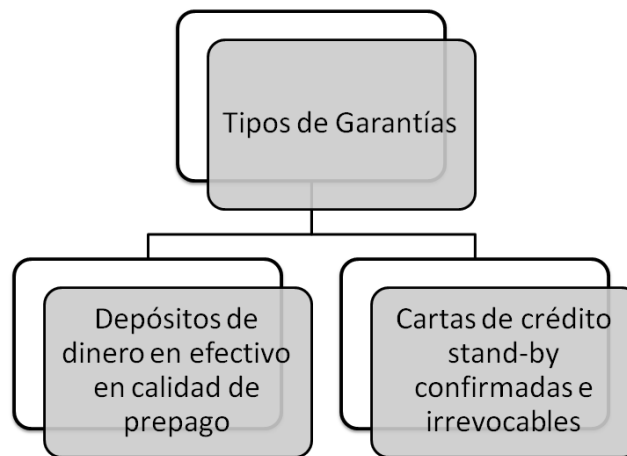


Figura 1-3 Tipos de Garantías

La parte vendedora de un contrato regional deberá cumplir su compromiso de venta en el nodo especificado en el contrato e informado al EOR, bien sea utilizando energía propia que inyecte en su nodo de la RTR y/o con compras en el Mercado de Oportunidad Regional si como resultado del predespacho regional su inyección programada es inferior al compromiso contractual.

La parte compradora de un contrato regional cumplirá su compromiso de compra en el nodo especificado en el contrato e informado al EOR, bien sea retirando la energía en su nodo de la RTR y/o con ventas en el Mercado de Oportunidad Regional si como resultado del predespacho regional su retiro programado es inferior al compromiso contractual.

Existen dos tipos principales de contratos en el MER atendiendo a su prioridad de suministro (numerales 1.4.3.2.1, Libro I, y 1.2.2.2 y 1.3.2, Libro II, del RMER); estos son:

- (i) Contratos Firmes, que establecen prioridad de suministro para la parte compradora y tienen que tener asociados los Derechos de Transmisión (Firmes);

- (ii) Contratos No Firmes, que no establecen prioridad de suministro para la parte compradora; subdivididos a su vez en:
 - Contratos No Firmes Financieros, no afectan el predespacho regional y sólo se tienen en cuenta para efecto de la conciliación de transacciones; y
 - Contratos No Firmes Físico-Flexibles, son compromisos físicos de energía que pueden ser flexibilizados en el predespacho regional mediante ofertas de oportunidad asociadas a los contratos (ofertas de flexibilidad) y podrán tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT.

Los términos, precios y condiciones de los contratos regionales serán libremente pactados entre las partes compradora y vendedora, las que serán las únicas responsables por el cumplimiento de la totalidad de las obligaciones y compromisos adquiridos y deberán informar diariamente al EOR el tipo de contrato y suministrar la información establecida correspondiente, a través de sus respectivo OS/OMS.

Los contratos regionales sólo podrán celebrarse entre agentes de diferentes países miembros, cuya duración mínima será de un día, subdividido en los períodos de mercado (numeral 1.3.3.4, Libro II del RMER), y deberán tener las suficientes garantías de pago en el MER, para respaldar las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional, cargos de servicios de transmisión y otros cargos que pudiesen resultar del cumplimiento del contrato.



Figura 1-4 Manejo de Riesgos

La energía comprometida en un Contrato Firme Regional no se puede comprometer (vender) en un contrato nacional para garantizar el abastecimiento de la demanda del país en el que el vendedor está físicamente localizado. Es decir, no se puede comprometer simultáneamente la misma energía en el país que se ubica el vendedor y en otro país de la región. La cantidad de energía que un agente habilitado en el MER podrá comprar o vender en este tipo de contratos dependerá de lo siguiente:

- ✓ La energía firme autorizada según la regulación del respectivo país, para lo cual deberá tenerse en cuenta los criterios regionales que defina la CRIE para la estimación de energía firme;
- ✓ poseer los Derechos de Congestión asociados a la energía comprometida. El Reglamento de Transmisión definirá la administración de los derechos de congestión (o Derechos Financieros de Transmisión DFT).

En el tipo de Contratos Firmes el agente vendedor deberá cubrir su compromiso contractual, con generación propia que inyecte a la RTR como resultado del predespacho que realiza el EOR, y/o con compras en el Mercado de Oportunidad Regional en el nodo en que se compromete a entregar la energía transada en el contrato.

La diferencia entre la energía comprometida en contratos y la que resulta retirada por el agente comprador según el predespacho del MER será vendida

y/o comprada en el Mercado de Oportunidad Regional, al precio del nodo en el cual se localiza el agente comprador

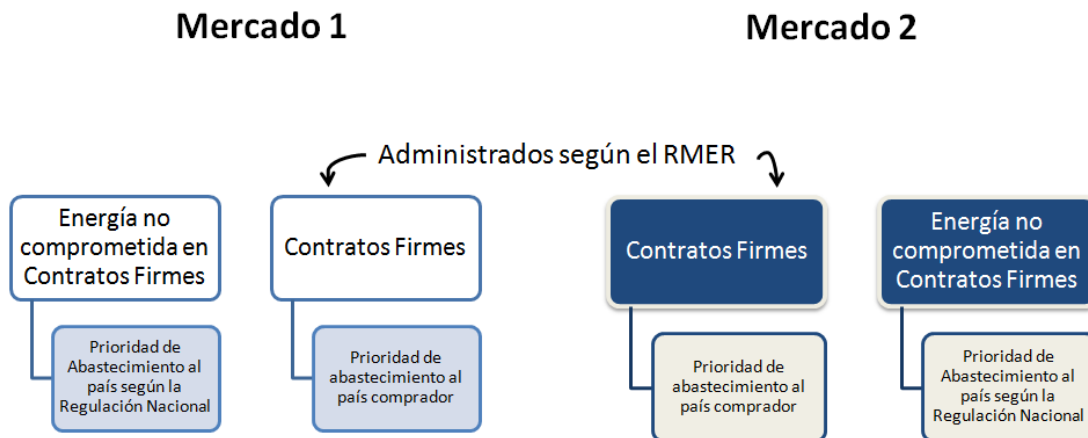


Figura 1-5 Contratos Firmes

1.3.2.3 Mercado de Oportunidad

El Mercado de Oportunidad Regional (MOR), es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía, para cada período de mercado, en los nodos de la RTR habilitados comercialmente. Los precios con destino a las ofertas de inyección al MER deberán ser mayores o iguales a los respectivos costos nacionales asociados.

Las ofertas al Mercado de Oportunidad Regional son informadas por los OS/OM de cada país miembro con base en las ofertas de sus agentes. Las transacciones en el MOR son producto de un predespacho regional y de la operación en tiempo real y son las que posibilitan la optimización del despacho regional (numeral 1.4.3.2.2, Libro I del RMER).

Las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional, son producto de (numeral 1.4.1.4, Libro II del RMER):

- a) Transacciones de Oportunidad Programadas (TOP): Predespacho o redespacho de inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR, de acuerdo con un modelo de optimización de la operación económica

del SER, teniendo en cuenta las restricciones de la RTR y las ofertas recibidas; y

- b) Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR): Desviaciones de las inyecciones, retiros e intercambios reales de energía, durante la operación en tiempo real, con respecto a las transacciones programadas en el predespacho o redespacho, nacional o regional, por eventos, regulación o contingencias en la RTR.

1.3.2.4 Garantías de pago

Cada agente del MER constituirá garantías de pago en su país a favor del EOR o de la entidad que éste designe, directamente o a través de sus OS/OM, para cumplir con sus obligaciones de pago en dicho mercado. El monto de la garantía será decidido libremente por el agente en función del volumen de las transacciones que piensa realizar, pero debe ser superior a un valor mínimo que cubra los pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real y los Cargos por el Servicio de Operación del Sistema, el Servicio de Regulación del MER y el Servicio de Transmisión Regional aplicables; deberá ser suficiente, además, para respaldar el pago de las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional y las transacciones de oportunidad derivadas del Mercado de Contratos Regional (numeral 1.9, Libro II del RMER).

Los OS/M de cada país podrán constituir garantías de pago que consoliden las garantías individuales de sus agentes, debiendo detallar el monto individual de cobertura de cada uno de ellos. Las garantías por transacciones en el MER serán administradas por la entidad financiera que sea designada por el EOR para la liquidación del MER.

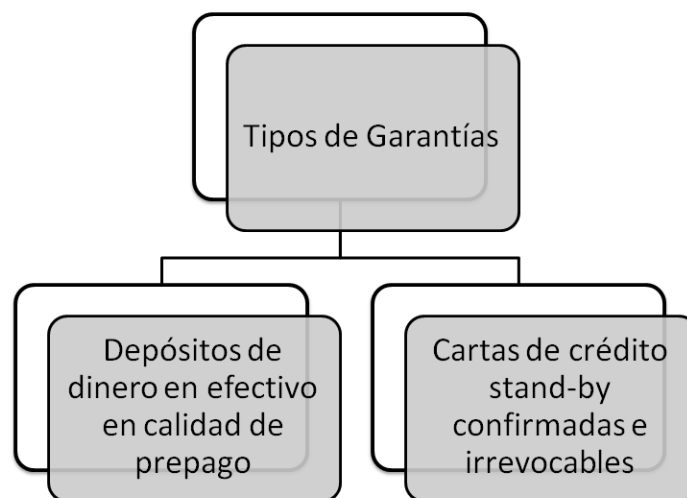


Figura 1-6 Tipos de Garantías

1.3.3 Mercado Eléctrico de Guatemala

Guatemala cuenta con un mercado de electricidad, denominado Mercado Mayorista, en donde se realizan, en condiciones de libre competencia, transacciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre sus Agentes. Está integrado por los Participantes del Mercado Mayorista que corresponden a los Agentes (Generadores, Distribuidores, Comercializadores y Transportistas) y, como una consideración especial, a los Grandes Usuarios.

El ente regulador y normativo de Guatemala, es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, encargado de la regulación, vigilancia y control del mercado.

La coordinación operativa y comercial del mercado y del sistema eléctrico la realiza el Administrador del Mercado Mayorista AMM (OS/OM), la que comprende:

- ✓ La Programación del Despacho de Carga de Largo y Corto Plazo
- ✓ La operación en Tiempo Real
- ✓ El posdespacho

1.3.3.1 Organización

El Mercado Mayorista (MM) comprende el Mercado de Contratos o Mercado a Término y el Mercado de Oportunidad; también se tiene un mercado de Desvíos de Potencia y un mercado de servicios auxiliares.

En el Mercado a Término se realizan transacciones de energía y potencia bajo distintas modalidades, incluyendo contratos de diferencias con curva de carga (energía), de potencia (para cubrir la demanda firme), de potencia con energía asociada (contrato de opción con precio de ejercicio), de demanda faltante y de reserva de potencia entre generadores.

En el Mercado de Oportunidad se establecen transacciones horarias valoradas al costo marginal de corto plazo (Precio Spot o costo marginal del sistema), resultante del despacho diario. Dicho precio de oportunidad se calcula con respecto a un nodo de referencia y sirve, entre otros, para el cálculo de los sobrecostos por generación forzada.

También opera un mercado de potencia entre productores para cerrar financieramente las desviaciones de los compromisos contractuales de potencia (Desvíos de Potencia), las cuales se transan a un precio de referencia de la potencia, igual al costo de inversión de una unidad de generación para pico; en la actualidad este precio de referencia es US \$8.90 kW/mes.

Como servicios complementarios remunerados se tienen: la Reserva Rodante Operativa (RRO) para regulación secundaria de frecuencia, que se remunera hasta el doble del promedio del Precio de Oportunidad (Precio Spot) de los últimos 12 meses, para compensar la energía no producida y las ineficiencias de la operación, y la Reserva Rápida de respaldo (arranque < 30 min.), que se remunera hasta el precio de referencia de la potencia (\$8.90/kw-mes), salvo casos especiales. La reserva rodante de regulación primaria y el suministro de reactivos dentro de la curva de capacidad de las unidades generadoras es obligación de los Agentes Generadores. Adicionalmente, está considerado el servicio de Arranque en Negro y el Servicio de Demanda Interrumpible.

En lo que respecta a la transmisión nacional, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se compone de dos sistemas, el Sistema Principal y el Sistema Secundario,

para los cuales se aplican peajes que se acuerdan libremente entre las partes o, en caso contrario, el valor máximo definido cada dos años por la CNEE que corresponde al Costo Anual de Transporte (CAT).

Las importaciones y exportaciones de energía están reglamentadas por la Norma de Coordinación Comercial No. 10 (NCC-10) del AMM; en principio, son intercambios firmes, con obligación de cumplimiento en el nodo frontera y garantía de suministro para la parte compradora, que se realizan mediante contratos a término -con potencia de respaldo- entre Agentes del Mercado Mayorista de Guatemala y agentes de otro país miembro o de otros países o mercados con los que el SNI esté interconectado (como es el caso actual de México).

Las operaciones de importación pueden ser realizadas por generadores, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores; mientras que las de exportación están limitadas a generadores y comercializadores. El AMM puede importar o exportar electricidad en caso de déficit o emergencia en el SNI o en los países que se encuentren interconectados con el SNI, respectivamente, y toma cuidado de las desviaciones que ocurren en tiempo real ya sean estas desviaciones fuera del área de control o por fallas leves.

Las importaciones y exportaciones son consideradas respectivamente, generación y demanda que se adiciona al Mercado Mayorista nacional, respectivamente. Los contratos de importación/exportación pueden adoptar cualquiera de las modalidades del Mercado a Término con intercambio en un nodo frontera. Las importaciones podrán respaldar Demanda Firme cuando tome vigencia plena el RMER

Una transacción de exportación no significa prioridad de despacho de la potencia del vendedor, sino una demanda adicional que se agrega al MM para ser cubierta por Despacho; el compromiso de suministro de la parte vendedora de los contratos es de cumplimiento firme en la frontera, el que debe cubrirse con energía y potencia para cumplir con la parte compradora en el país importador y disponer de la capacidad de transporte correspondiente. La potencia comprometida como respaldo de contratos de exportación no puede ser vendida dentro del Mercado Mayorista nacional.

1.3.3.2 Mercado de Contratos

Una de las características del Mercado Mayorista de Guatemala, es que fue diseñado bajo el esquema de Mercado de Contratos o Mercado a Término, es decir que regulatoriamente se tiene establecido la obligación de todos los Participantes Consumidores de contratar Oferta Firme de los Participantes Productores para cubrir su Demanda Firme (demanda de potencia registrada a la hora de máxima demanda del SNI), por un plazo o periodo de suministro de dos años como mínimo. Tanto la Oferta Firme de los Participantes Productores como la Demanda Firme de los Participantes Consumidores, son determinadas por el AMM, previo al inicio de cada Año Estacional (periodo comprendido del uno de mayo de un año al treinta de abril del siguiente año).

Se llama Mercado a Término porque está constituido por contratos entre Agentes del Mercado Mayorista (MM) y Grandes Usuarios, con precios, cantidades y duración pactados entre las partes, los cuales deben estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la regulación vigente y las Normas de Coordinación. Este Mercado a Término está integrado también por los Contratos Existentes, suscritos con anterioridad a la vigencia de la Ley General de Electricidad, a los que se les aplica sus propios términos contractuales en cuanto a compras obligadas de energía y potencia, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 40 del RAMM.

La obligación de contratación y los procedimientos a seguir para la asignación de Demanda Firme de los Participantes Consumidores y de Oferta Firme de los Participantes Productores, están establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 2 (NCC-2).

La Norma de Coordinación Comercial No. 13 (NCC-13) reglamenta cada tipo de contrato que puede ser acordado entre los Agentes y Grandes Usuarios. En general, los contratos son de tipo financiero, con excepción de los Contratos Existentes (PPAs) para los que se respeta, en el predespacho, las cláusulas existentes de compras obligatorias.

El AMM tiene establecido un procedimiento para el registro de los contratos y el medio oficial para el ingreso de planillas de contratos es el sistema denominado Direct@mm, el que facilita el ingreso de información por parte de los

Participantes del MM a través de la página Web del AMM. Las partes deben ingresar sus Planillas de Contratos utilizando dicho sistema; posteriormente el AMM analiza las planillas presentadas y las valida o rechaza.

1.3.3.3 Mercado de Oportunidad

El Mercado de Oportunidad, es considerado como un mercado complementario o de cierre donde se compran y venden excedentes y faltantes de energía eléctrica. El principio básico que debe considerarse es que toda la energía intercambiada es vendida y comprada en el Mercado de Oportunidad. Un agente generador vende al Mercado de Oportunidad su energía despachada en su propio nodo y valorizada al precio correspondiente a ese nodo; para cumplir con las obligaciones emergentes de sus contratos de abastecimiento adquirirá en el Mercado de Oportunidad y al precio nodal la energía que requiera para el cumplimiento de sus contratos.

Para el cálculo horario del resultado de la cuenta de las transacciones del generador en el Mercado de Oportunidad, el AMM determinará la energía suministrada a cada contrato del generador y la multiplicará por el precio horario en el nodo de intercambio correspondiente; al resultado de esa operación se restará el valor de la energía propia valorizada en su propio nodo. Un Participante Consumidor en su calidad de comprador, compra en el Mercado de Oportunidad la energía correspondiente a su demanda horaria registrada, valorizada en el nodo de consumo.

En el caso de las importaciones y exportaciones, también se aplica el mismo principio de optimización económica en el despacho, de que la energía proveniente de las importaciones es vendida al Mercado de Oportunidad y que la energía de las exportaciones, en principio, es comprada en dicho mercado, aun y cuando tengan suscritos contratos.

El Exportador, para realizar transacciones de exportación de corto plazo, deberá contar con contratos de potencia con Oferta Firme Eficiente que no esté comprometida en contratos para cubrir Demanda Firme o reserva de Potencia (artículo 69 del RAMM).

1.3.3.4 Garantías de pago

Para realizar transacciones en forma continua dentro del Mercado Mayorista, los Participantes de este mercado deberán tener vigente su garantía de Línea de Crédito en el Banco Liquidador, equivalente por lo menos al importe previsto por el AMM para cubrir sus obligaciones por dos meses en el Mercado Mayorista, excluyendo las correspondientes al Mercado a Término (numeral 12.6 de la NCC-12). Las obligaciones corresponden a la energía comprada en el Mercado de Oportunidad, los cargos por servicios complementarios, peajes de transmisión, Transacciones Internacionales, cuota de administración del AMM y otros cargos que puedan ser asignados por el AMM. Los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista que realicen Transacciones Internacionales deberán determinar ante el AMM y el Banco Liquidador la porción de su garantía específica que cubra dichas transacciones.

El AMM informará al Participante, como mínimo con dos meses antes del vencimiento, sobre el estado de su garantía, enviándole los montos previstos para la renovación de su línea de crédito. Dicha garantía se hará efectiva por el AMM si el Participante incumple con pagar los saldos deudores que se indiquen en el Informe de Transacciones Económicas.

1.4 Diferencias entre la normativa regional y nacional

1.4.1 Predespacho

En este apartado se describen los principios generales que rigen el predespacho en los dos mercados, regional y nacional, y se presentan dos niveles de armonización, el nivel operativo y el nivel conceptual.

El Predespacho Regional es una programación diaria, por período de mercado (cuya duración es de una hora), de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, que abarca (numeral 5, Libro II del RMER):

- ✓ Las ofertas de inyección y retiro en los diferentes nodos de la RTR;
- ✓ La administración de los contratos regionales;
- ✓ Las ofertas de flexibilidad de los contratos;

- ✓ Las ofertas de pago máximo por CVT;
- ✓ El modelo de predespacho para determinar las transacciones programadas;
- ✓ Los requerimientos de servicios auxiliares regionales;
- ✓ Los predespachos nacionales y la configuración;
- ✓ Restricciones y pérdidas de la Red de Transmisión Regional y de las redes de transmisión nacionales; y
- ✓ La coordinación del flujo diario de información entre el EOR y los OS/OMS

Para efectuar el Predespacho Regional, el EOR, en coordinación con los OS/OM, debe tener en cuenta la seguridad operativa del SER, la capacidad de transporte en las líneas de transmisión nacionales y regionales y la disponibilidad de las garantías por parte de los agentes para respaldar todos sus compromisos por las transacciones regionales, además de atender la prioridad de la atención de los Contratos Firmes.

Cada día, los OS/OMS y el EOR deberán intercambiar la información necesaria para que el EOR pueda efectuar el predespacho regional y para que los OS/OMS incorporen en su programación las transacciones resultantes del Mercado de Oportunidad Regional y del Mercado de Contratos Regional.

Los OS/OMS realizarán el predespacho a nivel nacional, de acuerdo con las reglas vigentes en su país pero sin incorporar transacciones internacionales de energía eléctrica hacia o desde su área de control (literal a), numeral 1.4.4.2, Libro I del RMER). Cada OS/OM deberá realizar los procedimientos de coordinación con sus agentes, interactuando al mismo tiempo con el EOR.

En el Mercado Mayorista de Guatemala, el AMM efectúa el predespacho nacional, en forma independiente al predespacho regional, bajo los lineamientos establecidos en el RAMM y en las Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1), tomando en cuenta los plazos y horarios para el proceso de recepción y validación de la información establecidos en el Procedimiento para Habilitación de Participantes en el MER y Recepción y Validación de Ofertas de Importación y Exportación, coordinando con el EOR las ofertas de inyección y retiro que hacen los agentes, tanto para el MCR como para el MOR. El tratamiento de las importaciones y exportaciones en el

Predespacho nacional, está establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 10 (NCC-10).

Diariamente los OS/OM deberán enviar al EOR declaraciones de reservas primaria, secundaria y de contingencia e informar sobre las unidades generadoras bajo control del AGC (Automatic Generation Control) y las bandas de regulación definidas para dichas unidades generadoras.

Como resultado del predespacho regional, se obtiene, para cada uno de los Períodos de Mercado del siguiente día, el programa de las transacciones programadas tanto de inyección como retiro que incluye los precios ex-ante en cada nodo de la RTR para la valoración de dichas transacciones.

1.4.1.1 Nivel Operativo

Por nivel operativo se entiende al proceso que debe seguir el AMM y el EOR para establecer el predespacho regional, en donde lo importante es el proceso de entrega y registro de la información necesaria, así como los tiempos y plazos que deben cumplir los Agentes Autorizados para realizar transacciones regionales, en el sistema habilitado por el AMM, al reportar las ofertas de inyección o retiro al EOR, el que realiza el predespacho regional según el calendario y tiempos establecidos en el RMER.

A continuación se presenta la secuencia de plazos y horarios del proceso de recepción y validación de la información, tomando en cuenta lo establecido en el RMER, en la Norma de Coordinación Comercial No. 10 (NCC-10) y en el Procedimiento para Habilitación de Participantes en el MER y Recepción y Validación de Ofertas de Importación y Exportación, para coordinar y elaborar el predespacho regional:

Secuencia presentación de ofertas

| Hasta las | De - A | Acción | Establecido en |
|-----------|---------------------|---|----------------|
| 12:00 | Participantes – AMM | Declaración de información | 1.4.3, NCC-1 |
| 16:00 | AMM - Participantes | Presentación del despacho nacional programado | 1.4.5.1, NCC-1 |

Figura 1-7 Predespacho Nacional

Coordinación del Predespacho Regional, ofertas y requerimientos de oportunidad

| Hasta las | De - A | Acción | Establecido en |
|-----------|---------------------|---|---|
| 9:00 | Participantes - AMM | Presentación de Ofertas de Inyección o Exportación para Transacciones de Contratos Bilaterales | Artículo 8, Procedimiento |
| 10:00 | AMM – EOR | Informará del estado del sistema de transmisión, de los mantenimientos, modificaciones a la capacidad operativa de la RTR y los cambios topológicos que afecten los intercambios de energía a través de la red de transmisión modelada en el predespacho regional. Además, informará los compromisos contractuales, las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT y verificará las instalaciones y la disponibilidad de los Servicios Auxiliares. | Literales a), incisos i. y ii. y b), inciso i. y ii., numeral 5.12.1, Libro II del RMER |
| 10:10 | AMM – Participantes | Publicación de inconsistencias en direct@mm | Artículo 9, Procedimiento |
| 10:30 | Participantes – AMM | Corrección de errores e inconsistencias de las Ofertas bilaterales, en direct@mm. | |
| 11:30 | Participantes – AMM | Presentación de Ofertas Importación o Exportación para las Transacciones de Oportunidad. | Artículo 10, Procedimiento |
| | EOR – AMM | Ante diferencias, proceso de | Literal a), inciso iv, |

| | | | |
|-------|---------------------|---|--|
| | | verificación y ajustes. | numeral 5.13.2, Libro II del RMER |
| 13:00 | AMM – EOR | Realizará el Predespacho nacional para determinar e informar las <i>ofertas de oportunidad</i> | Literal a), incisos iv y v, numeral 5.12.1 del RMER |
| 14:30 | EOR – AMM | Informará las <i>transacciones programadas</i> y los <i>precios ex-ante</i> en el <i>MOR</i> y las <i>transacciones resultantes del MCR</i> para cada nodo de la <i>RTR</i> y los incorporará al predespacho total. Además, informará sobre la participación en los Servicios Auxiliares correspondientes. | Literales a), inciso vi, y b), inciso iii, numeral 5.12.1, Libro II del RMER |
| 16:00 | EOR – AMM | Informará el <i>predespacho regional</i> definitivo | Literal a), inciso viii, numeral 5.12.1, Libro II del RMER |
| 18:00 | AMM – Participantes | Informará las transacciones resultantes del <i>MOR</i> y del <i>MCR</i> . | Literal a), inciso ix, numeral 5.12.1, Libro II del RMER |

Figura 1-8 Horarios de la coordinación del Predespacho

En ese sentido se concluye que, en cuanto al Predespacho, no se identifican mayores incompatibilidades entre la normativa nacional y la normativa regional, debiendo la armonización enfocarse en regular el intercambio de información entre el AMM y el EOR, establecido en la normativa nacional para ajustarse a los requerimientos del RMER. En lo referente al corto plazo para intercambio de

información que otorga el AMM a los Agentes para hacer correcciones por el medio electrónico direct@mm (artículo 9 del Procedimiento), se considera que podría limitarles la oportunidad de hacer las correcciones y, en algunas oportunidades, de quedar en riesgo de que se les anulen sus transacciones.

Adicionalmente, se recomienda que todo el proceso de plazos y horarios para la entrega de ofertas al MER y para realizar las correcciones (Procedimiento para Habilitación de Participantes en el MER y Recepción y Validación de Ofertas de Importación y Exportación) sea incorporado directamente como parte de la Norma de Coordinación Comercial No. 10 (NCC-10).

1.4.1.2 Nivel Conceptual

El nivel conceptual involucra la diferencia fundamental que radica entre el mercado de costos del MM de Guatemala y el mercado de precios nodales del MER, así como el actual sistema uninodal nacional y el sistema multinodal del MER. Para el proceso del predespacho regional esta diferencia es importante debido a que se deben hacer ofertas y programar transacciones de energía al MER, respetando los criterios establecidos para el mercado de costos de Guatemala.

En el RMER se indica que ninguna oferta de inyección al mercado regional puede ser inferior al costo declarado en el sistema nacional; no obstante, se viabiliza la convivencia de ambos tipos de mercados (de costos y de precios), ya que los precios ofertados al MER son mayores al costo marginal del SNI. Adicionalmente se consideran ofertas por demanda nacional interrumpible por precio, despachada en el predespacho nacional, cuando la regulación nacional lo permita, y por importaciones extra regionales.

Para la formación del precio de oferta de las exportaciones al MER, procurando conservar su competitividad en dicho mercado regional, los Exportadores, además del costo variable de sus unidades generadoras declarado en el mercado nacional, deben considerar los costos del MM, atribuibles a la demanda (peajes, servicios complementarios, obligación de tener respaldo de potencia, generación forzada, etc.).

Hay que considerar además lo que implica la garantía de suministro para el cubrimiento de la demanda nacional respecto a la “firmeza” de los Contratos Firmes ya que el AMM verifica que las garantías de suministro regionales no estén comprometidas en el MM y toma en cuenta para su despacho que habrá energía firme comprometida en el MER para cubrir la energía contratada por la parte compradora en el nodo de retiro de la RTR designado en el contrato, la que únicamente puede ser interrumpida por restricciones en la capacidad de la RTR, por los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño o por garantías de pago insuficientes.

Para establecer los criterios regionales de energía firme , la CRIE tendrá en cuenta entre otros factores la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes.

La cantidad de energía que un agente del mercado puede vender o comprar en un Contrato Firme estará limitada por:

- i. La cantidad de energía firme autorizada por la entidad reguladora nacional del país donde se encuentra localizada la parte vendedora o compradora, con base en criterios regionales establecidos por la CRIE; y por
- ii. Los derechos de transmisión (firmes), entre los nodos de inyección y retiro asociados al contrato, en poder de la parte designada en el contrato.

La CRIE, en coordinación con el EOR, la entidad reguladora y el OS/OM de cada país, calculará la cantidad de energía firme que puede ser transada en contratos regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país (numeral 1.3.4.1, Libro II del RMER).

De lo anterior se concluye que las Normas de Coordinación que involucran este proceso de predespacho, podrían ser sujetas únicamente de algunos ajustes para la armonización con el MER, debido a que existen los mecanismos regulatorios que garantizan la convivencia entre el mercado de costos nacional y el mercado de precios regional y la “firmeza” de los Contratos Firmes regionales.

De manera más específica, con referencia al predespacho y el cálculo del precio Spot, se detectaron los siguientes temas, sujetos de armonización:

Coordinación de las Transacciones Internacionales y del intercambio de información para el predespacho.

Se identifica la necesidad de ampliar o modificar las Normas de Coordinación Comercial NCC-1, NCC-10 y NCC-12, para armonizarlas con lo establecido en el RMER, entre otros, en lo referente a regular el intercambio de información entre el AMM y el EOR, compatibilizar los tiempos establecidos para realizar correcciones en las ofertas de inyección y retiro (numerales 5.12.1 y 5.13.2, Libro II del RMER) y establecer el valor mínimo de las garantías de pago, que cada Participante del MM debe presentar ante el AMM, que cubra los pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por la Regulación del MER y los cargos por servicio de transmisión regional aplicables.

Adicionalmente se considera necesario incluir en dichas normas el desarrollo del tratamiento que se le dará a los Derechos de Transmisión regionales, firmes y punto a punto, tomando en cuenta, entre otros, la cargabilidad y la capacidad remanente de las líneas de transmisión de acuerdo a los predespachos nacionales y lo establecido en el numeral 8.2 del Libro III del RMER Organización de las subastas de Derechos de Transmisión, así como lo establecido en el artículo 12 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con respecto a la posibilidad que tienen los Generadores o Grandes Usuarios nacionales de reservar Capacidad de Transporte de los Sistemas Secundarios o subestaciones de transformación.

Consideración de las Importaciones y Exportaciones en el Predespacho.

La regulación nacional establece que el AMM coordinará conjuntamente con los respectivos organismos homólogos de otros países la operación y transacciones comerciales relacionadas con la importación y exportación de energía eléctrica (Artículos 44 de la LGE y 16 del RAMM). Adicionalmente, se determina que para el predespacho el AMM debe incluir los programas de intercambios por importación y exportación y programa de carga en las interconexiones internacionales (Artículo 61 del RAMM); por lo que, antes de las 12:00 del día anterior, los Participantes del MM deben declarar al AMM, para el caso de las

Interconexiones internacionales, sobre las Ofertas de inyección y retiro, tanto en el MOR como en el MCR (literal e, numeral 1.4.3, NCC-01).

La Norma de Coordinación Comercial No. 2 (NCC-2), estipula que, junto con la Programación de Largo Plazo, será calculado el mayor requerimiento de potencia anual del MM, que incluye la Reserva Rodante Regulante y la Reserva Rodante Operativa, para asignar la Oferta Firme Eficiente de cada unidad generadora y de cada importación, con la finalidad de cubrir la Demanda Firme del sistema nacional, la que incluye a las exportaciones.

Para efectos del predespacho, el AMM toma en cuenta cada exportación como una demanda adicional a la demanda del sistema nacional y le asigna los recursos de generación nacionales que sean necesarios para cubrirla; comercialmente se le asignan los costos del mercado nacional, relacionados con los servicios complementarios o auxiliares.

Por su lado, la normativa regional indica que los OS/OM realizarán el predespacho a nivel nacional, de acuerdo con las reglas vigentes en su país pero sin incorporar transacciones internacionales (numeral 5.12.1 del RMER).

Por consiguiente, tanto en la Programación de Largo Plazo como en el Predespacho nacional, el AMM debe considerar las importaciones y las exportaciones, únicamente como programación indicativa, con la finalidad de garantizar una correcta asignación de cargos y de recursos con respecto al cubrimiento de los servicios complementarios; por lo que se considera necesario armonizar las Normas de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1), No. 2 (NCC-2) y No. 10 (NCC-10) y la Norma de Coordinación Operativa No. 4 (NCO-4).

Declaración de Costos variables de los generadores.

Siendo el MER un mercado de precios, en el numeral 5.3 del RMER se establece que al bloque de energía de cada Oferta de Inyección de Oportunidad, se le asigna un precio, el que corresponderá al precio mínimo a partir del cual el vendedor estará dispuesto a vender la energía ofertada; la oferta al MER debe ser mayor o igual al costo declarado en el Mercado Mayorista y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER.

En la regulación nacional, el Despacho Económico está basado en la declaración de costos variables de cada una de las unidades generadoras del sistema y de cada importación; para lo cual, tanto generadores como importadores indicarán semanalmente al AMM la metodología para el cálculo del costo variable correspondiente (Artículos 35, 44, literal d, y 57 del RAMM; numeral 1.3.1.3, literal g, de la NCC-1 y numeral 10.5 de la NCC-10). La CNEE debe verificar el fiel cumplimiento de esta obligación de declaración semanal que tienen los importadores y el cálculo del costo variable que efectúa el AMM de cada unidad generadora que esté disponible en el Mercado Mayorista, con la finalidad de asegurar el Despacho nacional al mínimo costo total de operación posible.

Se recomienda analizar estos dos conceptos de mercado (costos y precios) con la finalidad de evaluar la posibilidad de modificar los requerimientos mínimos que deben cumplir los importadores al declarar semanalmente la metodología de cálculo de costos variables para armonizarlo con lo establecido en el RMER; sobre todo porque la armonización podría involucrar una modificación al RAMM, además de la Norma de Coordinación Comercial No. 10 (NCC-10).

Consideración de las importaciones y exportaciones en cálculo del POE (Precio de Oportunidad de la Energía).

Para decidir si las importaciones y exportaciones participan en la fijación del POE al entrar en operación el Proyecto SIEPAC (artículo 33 transitorio del RAMM y numeral 4.1.2 de la NCC-4), es necesario que el AMM realice los estudios específicos, establecidos en el numeral 4.6 de la Norma de Coordinación Comercial No. 4 (NCC-4), en cumplimiento con lo establecido en el artículo 45 del RAMM, con la finalidad de establecer: las condiciones de equivalencia económica, referentes a las transacciones en el MER y el Mercado Mayorista de Guatemala; la comparación entre los precios de los nodos de intercambio y los precios en el Mercado Mayorista; y la semejanza de los precios del Mercado Mayorista con los del MER o los de la interconexión con México. Para el desarrollo de estos estudios, se recomienda que el AMM considere lo indicado en el numeral 10.1.1 de la NCC-10, en cuanto a las condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MM y el MER, las cuales son las siguientes:

- ✓ Mercado de generación y despacho económico de las ofertas basado en un Mercado de Oportunidad con libre acceso a todos los participantes del MM en condiciones de competencia.
- ✓ Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte.
- ✓ Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes del MER.

Una vez el AMM concluya su estudio, se recomienda una interfaz para definir las condiciones y el tratamiento de las importaciones y exportaciones para definir el POE.

1.4.2 Operación en tiempo real

La Operación en Tiempo Real del SER resulta necesaria para mantener el control de los flujos de energía por los enlaces entre áreas de control y transacciones de inyecciones y retiros programados, así como mantener la frecuencia y el voltaje de acuerdo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

Los OS/OMS coordinarán con los agentes de su área de control la administración de las transacciones de energía programadas en el predespacho nacional y en el predespacho regional. El OS/OM administrará las transacciones netas por medio del agente que opera las instalaciones en los nodos respectivos (numeral 5.17, Libro II del RMER).

La Operación en Tiempo Real de los mercados regional y nacional tiene múltiples implicaciones, tanto a nivel comercial como operativo. Desde el punto de vista comercial las normativas llevan implícito la coordinación de las transacciones comerciales para garantizar su debido cumplimiento, mientras que desde el punto de vista operativo es el conjunto de instrucciones y maniobras de los operadores del SER para la operación física del sistema con la finalidad de garantizar una operación confiable de la red eléctrica a nivel nacional y regional o RTR, según corresponda dentro de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño a nivel regional.

La operación técnica se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR supervisará en tiempo real la operación de la RTR y administrará los recursos a su alcance a través de los OS/OM, con el

objeto de controlar las desviaciones con respecto a las transacciones programadas. En el caso de suceder desviaciones respecto a lo programado, el EOR en coordinación con los OS/OMS deberá mantenerlas en el menor valor posible que sea compatible con los CCSD regionales (numeral 5.17.2, Libro II del RMER).

Se considerarán como causales de redespacho en el MER, las siguientes (numeral 5.17.7, Libro II del RMER):

- ✓ Cambios topológicos de la RTR, pérdida de recursos de generación, cambios significativos en la demanda o solicitudes de los OS/OMS por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el OS/OM respectivo;
- ✓ Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia;
- ✓ Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR; y
- ✓ Falta o insuficiencia de garantías financieras.

Toda solicitud de redespacho, por parte de un OS/OM, deberá efectuarse con al menos tres horas de anticipación de su entrada en vigencia, contadas a partir del período de mercado siguiente al que se recibe la solicitud. El EOR informará oficialmente el redespacho a todos los OS/OMS con una anticipación mínima de una hora a su entrada en vigencia.

De acuerdo con los anteriores criterios, cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el predespacho, el EOR deberá realizar un redespacho regional y actualizar las transacciones programadas. El EOR informará a los agentes del mercado, a través de los OS/OMS, sobre las modificaciones en las transacciones por Contratos Firmes que resulten de redespachos y de la operación en tiempo real, así como del motivo de cada ajuste (literales a) y b), numeral 1.3.4.5, Libro II del RMER).

Para el mercado eléctrico nacional de Guatemala, el AMM tiene la responsabilidad de realizar la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones internacionales; así mismo, integra los Servicios Complementarios necesarios, con el objetivo de

mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio.

Durante la operación en tiempo real el AMM seguirá el despacho diario, usando las unidades bajo control automático de generación para llevar la Regulación de Frecuencia. Cuando tales unidades se aproximen a los límites de control, el AMM ordenará a Generadores individuales el incremento o decremento de los valores programados para mejorar el seguimiento de la carga (numeral 1.5 de la NCC-1).

El AMM podrá modificar el despacho y efectuar un redespacho para mantener la seguridad de la operación del SNI toda vez que se produzcan contingencias severas en el SNI o diferencias significativas entre las previsiones y las condiciones reales. En caso de contingencias, el AMM hará un Redespacho, después de haber resuelto la contingencia y llevado el SNI a sus condiciones operativas seguras, cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- ✓ la demanda real difiere en \pm cinco por ciento (5 %), respecto de la pronosticada;
- ✓ salida de servicio de unidades que no permita cumplir con los márgenes de reserva programados;
- ✓ una línea de transmisión está o tiene posibilidad de estar sobrecargada;
- ✓ el aumento de caudales de agua hace necesario incrementar la generación hidráulica en más del cinco por ciento (5 %) de la demanda del SNI para evitar vertimiento.
- ✓ aumento en la generación disponible de unidades con costo variable de generación menor al Precio de Oportunidad previsto.
- ✓ modificación de los programas de intercambio en las interconexiones internacionales.

El RMER establece que la conexión de los SCADA y SIMECR de cada OS/OM con el EOR es necesaria para la información relevante, a fin que éste pueda disponer de la información en tiempo real sobre el estado de la red y la administración del MER. Este equipamiento es obligatorio para llevar el control exacto de los desvíos que se puedan dar en la operación en tiempo real, asignando la responsabilidad de la desviación a los agentes de cada mercado nacional y el

valor económico para hacer los cargos a quien corresponda, de acuerdo a la medición comercial respectiva.

De la coordinación con el esquema de medición regional debe asegurarse que el AMM tenga acceso remoto diario, discriminado por períodos de mercado, a los datos de los medidores ubicados en los nodos de la RTR dentro del país.

Sobre el tema de la armonización de las normativas, se determinó lo siguiente:

Redespacho.

Las causales del redespacho del RMER difieren de las condiciones establecidas en la normativa nacional; aun considerando que regulan transacciones diferentes, el impacto de los redespachos regionales repercutirán en los aspectos operativos y comerciales del mercado nacional, por lo que se recomienda realizar los ajustes correspondientes en la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1) para armonizar los causales del redespacho nacional con los del MER y para definir los procedimientos para la solicitud al EOR.

Calidad del suministro de energía eléctrica.

La normativa nacional establece que, mientras la CNEE no defina los valores, los límites de frecuencia del sistema nacional serán: para condiciones normales: 59.9 Hz y 60.1 Hz (variación de 1.67 por millar de la frecuencia nominal -60 Hz-) y para condiciones de emergencia: 59.8 Hz y 60.2 Hz (3.33 por millar de la frecuencia nominal) (numeral 4.4.1.2, NCO-4). El RMER, en su inciso 16.2.5.6 del Libro III, dentro de los Criterios y Parámetros de Calidad, establece que para la operación normal del SER el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos, deberán estar comprendidas dentro del rango de 60 ± 0.0495 Hz (1.65σ , donde $\sigma = 0.03$ Hz, como desviación estándar de la frecuencia promedio).

Por lo tanto, para que la CNEE establezca los límites de variación de la frecuencia SNI y los porcentajes de Reserva Operante para la Operación en Tiempo Real de dicho sistema, de acuerdo al requerimiento regional y, por consiguiente, para que se armonice la Normativa de Coordinación Operativa No. 4 (NCO-04), se hace necesario que el AMM determine si, bajo las condiciones comerciales y operativas actuales, es factible cumplir en forma gradual con dicho requerimiento; en caso contrario, se recomienda realizar los estudios

correspondientes para determinar las implicaciones operativas y económicas para cada agente generador por el correspondiente aumento en la Reserva Rodante (disminución de la potencia activa para comercializar), las ampliaciones y equipamiento necesarios, el monto estimado de inversión asociada y el grado de responsabilidad de cada agente o institución que le corresponda cubrirlo.

Servicios auxiliares.

En el caso de los servicios auxiliares en el MM, la prestación de algunos de estos servicios constituye por sí mismo un mercado y otros son de obligatorio cumplimiento con su respectiva remuneración. Por su lado, el RMER establece que el EOR establecerá los requerimientos de los servicios auxiliares regionales que suministrarán los Agentes, coordinado con cada uno de los OS/OM, en su respectiva área de control, con base a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño de la operación del SER, en estado estable y ante emergencias. Estos servicios auxiliares regionales deberán ser suministrados por los Agentes, como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento de cada área de control; por lo que no serán objeto de transacciones comerciales que deban ser conciliadas por el EOR ni se tendrán ofertas asociadas a los mismos ni serán remunerados.

Adicionalmente a los criterios y valores de los CCSD, se debe considerar el monitoreo de desempeño que realiza el EOR y la asignación de responsabilidades y las posibles sanciones por incumplimiento establecidas en el RMER (numerales 2.4.3.5 y 5.7, Libro II, y 7, Libro III del RMER).

Los servicios auxiliares regionales, son: a) Reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia; b) Suministro de potencia reactiva; c) Desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje; y d) Arranque en negro. Se conoce como Arranque en Negro (o Black Start): a la capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, generando de forma estable

Con respecto a la reserva de potencia activa para regulación primaria, en el MER cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta

reserva deberá ser como mínimo del cinco por ciento (5%) de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima (numeral 16.2.7.9, Libro III del RMER). En el MM, esta reserva para regulación primaria está establecida en tres (3%) de la generación en cada hora (numeral 8.2.1, NCC-8).

Por lo tanto, es necesario armonizar los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 8 (NCC-8) y la Norma de Coordinación Operativa No. 4 (NCO-4), tomando en cuenta que el EOR, en coordinación con los OS/OM, elaborará un programa de cumplimiento gradual de los CCSD que se establecen en el Capítulo 16 del Libro III del RMER para la determinación de los servicios auxiliares del MM de Guatemala, con la finalidad de cumplir con los servicios requeridos a nivel regional.

1.4.3 Posdespacho

El Posdespacho Regional es el cálculo de precios Ex Post y transacciones del MER que se realiza después de la operación en tiempo real del mismo, tomando en consideración los retiros reales en la RTR y las inyecciones que estarán limitadas por las cantidades ofertadas en el predespacho.

En el MER, durante las cuarenta y ocho horas siguientes al día de la operación, el EOR realizará diariamente el posdespacho regional del MER y la conciliación de las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real para cada uno de los períodos de mercado, con base en las mediciones de las inyecciones y retiros registrados por el SIMECR; los OS/OMS deberán reportar diariamente al EOR, a más tardar a las diez (10:00) horas de cada día, los datos de medición del SIMECR y el Reporte de Contingencias del día anterior.

La conciliación de las transacciones en el Mercado de Contratos Regional se efectuará con base en las transacciones contractuales programadas en el predespacho y redespachos regionales, mientras que las Desviaciones en Tiempo Real de los Contratos, Transacciones de Oportunidad Programadas y los Predespachos Nacionales se conciliarán según sean desviaciones normales, significativas autorizadas y significativas no autorizadas de acuerdo a lo establecido en el Anexo No. 4 del Libro II del RMER.

El EOR se encargará de determinar diariamente las cantidades de energía por período de mercado, correspondiente a cada contrato regional y con base en las condiciones presentadas; para el posdespacho y la conciliación de las transacciones, estos contratos regionales se considerarán por la totalidad de la energía declarada o por la energía reducida en el Predespacho regional, según corresponda. Las diferencias entre la energía que se considerará para la conciliación de los Contratos Firmes y de los Contratos No Firmes Financieros y Contratos No Firmes Físicos Flexibles, Transacciones de Oportunidad Programadas y Predespachos Nacionales, conforme al párrafo anterior, y las inyecciones y retiros programados se conciliarán en el Mercado de Oportunidad Regional, en los nodos respectivos, en forma de transacciones de oportunidad (numerales 1.3.4.6, 1.3.6.2, 1.3.7.7 y 2.4.3.3, Libro II del RMER).

El EOR calculará para cada período de mercado, la magnitud de las Desviaciones en Tiempo Real como la diferencia entre las inyecciones y retiros registrados por el Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR y las transacciones programadas en el predespacho regional y en el predespacho nacional, para cada agente y para cada OS/OM en representación de su mercado nacional. Con base en los resultados del predespacho, posdespacho y el cálculo de las Desviaciones en el MER, el EOR efectuará la conciliación de las Transacciones de Oportunidad Programadas y las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (numerales 1.4.4.3 y 2.4.3.4, Libro II del RMER).

El EOR realizará los cálculos de las cantidades de energía de las transacciones por contratos regionales y los incluirá en el DTER, además de los otros cargos del MER relacionados con el contrato. La facturación y liquidación de las cantidades de energía del contrato se realizará directamente entre las partes del mismo.

Estas transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (transacciones TOP y Transacciones por Desvíos en Tiempo Real) se conciliarán utilizando los precios nodales ex-ante, calculados en el predespacho regional, y los precios nodales ex-post, calculados en el posdespacho regional, según corresponda (numerales 1.5 y 2.4.3, Libro II del RMER).

Con respecto a la armonización en esta etapa del proceso de posdespacho, se considera necesario modificar las Normas de Coordinación Comercial NCC-1,

NCC-10 y NCC-12 para poder incluir aspectos como: horarios, formatos, datos de medición del día anterior, plazos de entrega, asignación de cargos o abonos por Desviaciones, verificación del posdespacho que envía el EOR, conciliación e incorporación al Informe de Transacciones Económicas (ITE) de los resultados del posdespacho regional, determinación de precios (por nodos de la RTR y SPOT) y asignación de Cargos Regionales.

1.4.3.1 Conciliación de las Transacciones y Cargos de la CRIE y el EOR

Las transacciones programadas que se establecen en el MER, para cada período de mercado estarán determinadas por el predespacho o redespacho que corresponda, los cuales suministrarán la información de los intercambios programados por los enlaces entre áreas de control y de las inyecciones y retiros programados al Sistema de Conciliación de Transacciones Comerciales. (numeral 2.4, Libro II del RMER)

El Sistema de Conciliación de Transacciones Comerciales dispondrá de la información de los intercambios entre áreas de control, las inyecciones y los retiros que efectivamente se realizaron durante la operación en tiempo real del SER, los cuales serán registrados por el SIMECR, a partir de las lecturas de los medidores reportadas por los OS/OMS. Cualquier diferencia entre los intercambios, inyecciones y retiros registrados y los programados en los nodos de la RTR serán conciliados como Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real en el MER.

El EOR, con base en lo establecido en la Regulación Regional, calculará y asignará los valores a pagar a la CRIE por el Cargo por el Servicio de Regulación del MER y a pagar al EOR por el Cargo por el Servicio de Operación del Sistema, de manera que sirva como base para realizar los cobros respectivos.

Las transacciones de los agentes se conciliarán en los nodos de la RTR.

Con base en la información resultante de la conciliación de todas las transacciones comerciales que realizan los agentes en el MER, el EOR elaborará el Documento de Transacciones Económicas Regionales, DTER, que servirá de soporte para facturar y liquidar los pagos y cobros entre los agentes del MER y

los OS/OMS. El DTER será elaborado para cada período de facturación y contendrá la siguiente información (numeral 2.6, Libro II del RMER):

- a) Conciliación de Transacciones de Oportunidad Programadas;
- b) Conciliación de cantidades de energía de las transacciones por contratos regionales;
- c) Conciliación de cargos o abonos aplicados a cada agente en el MOR, debido al cumplimiento de compromisos contractuales;
- d) Conciliación por Transacciones de Desviaciones en Tiempo Real;
- e) Conciliación de los cargos por servicios de transmisión regional;
- f) Ajustes de conciliaciones de meses anteriores, adjuntando la documentación de soporte;
- g) Cargo por el Servicio de Regulación del MER prestado por la CRIE;
- h) Cargo por Servicios de Operación del Sistema prestado por el EOR;
- i) Multas establecidas por la CRIE y otros conceptos establecidos en la Regulación Regional que deban ser conciliados por el EOR.

Los servicios auxiliares en el MER no ocasionarán transacciones comerciales que deban ser conciliadas por el EOR.

1.4.3.2 Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)

Para efectos del posdespacho y la conciliación de transacciones comerciales en el MER, el EOR y los OS/OMS deberán utilizar los sistemas y equipos de medición necesarios y apropiados para registrar las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control. Estos sistemas y equipos de medición comercial conforman el Sistema de Medición Comercial Regional o SIMECR. (numeral A1.1, Anexo A1, Libro II del RMER)

Cada nodo de la RTR donde se realicen inyecciones y/o retiros, deberá contar con medición comercial oficial con el fin de registrar dichas inyecciones y/o retiros de energía y los intercambios por los enlaces entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la operación en tiempo real del SER. En caso de existir un nodo de la RTR con enlaces a nodos que no pertenecen a ésta

y con posibilidad de realizar transacciones de inyecciones y retiros, será el Transmisor Nacional, o el designado por la regulación nacional, el responsable de la medición comercial de dicho punto. (numeral 2.2, Libro II del RMER)

El SIMECR estará conformado por los componentes, sistemas y equipos de medición comercial, que se detallan a continuación, instalados en cada uno de los nodos de la RTR y en los centros de recolección de datos administrados y operados por los respectivos OS/OMS, incluyendo los enlaces de comunicaciones correspondientes; así mismo incluirá los sistemas y equipos instalados en el EOR para la recolección y procesamiento de los registros de energía reportados por los OS/OMS (numeral 2.2.4, Libro II del RMER y numeral A1.1.3, Anexo 1, Libro II del RMER):

- a) Sistema Primario de medición;
- b) Sistema de Respaldo de medición;
- c) Sistema de recolección remota de medidas (incluye el sistema de comunicaciones y los centros de recolección de datos);
- d) Sistema informático para que los OS/OM pongan a disposición del EOR la información de las mediciones que recolectan sus sistemas;
- e) Registro de mediciones comerciales que en su conjunto representan la información de la medición real, con el objeto de registrar transacciones de más de un agente en un mismo medidor; y
- f) Opcionalmente, el EOR podrá contar con un sistema de recolección remota de medidas que le permita al EOR revisar periódicamente la información reportada por cada OS/OM, a través del acceso remoto a los datos de medición.

El agente deberá asegurar que el medidor se encuentre instalado en el nodo de la RTR donde se realizan las transacciones en el MER. No obstante, cuando el equipo de medición esté ubicado en el lado de baja tensión del transformador o en un nodo el cual está conectado a través de una línea de transmisión a un nodo de la RTR, el OS/OM deberá utilizar un factor de ajuste para trasladar la medición al nodo de la RTR. (numeral A1.5.3, Anexo 1, Libro II del RMER)

Los sistemas y equipos de medición deberán (numeral 2.2.5, Libro II del RMER):

- i. estar registrados ante el EOR;
- ii. asegurar la integridad de los datos de medición; y

- iii. permitir la transferencia remota de datos a los centros de recolección de los OS/OMS y de éstos a la Base de Datos Regional. El SIMECR contará con un sistema primario de medición de energía activa y reactiva y un sistema de respaldo funcionando en paralelo.

Cada equipo de medición y sus costos de instalación, mantenimiento o reemplazo, serán responsabilidad de los agentes conectados al nodo respectivo de la RTR. Los OS/OMS serán responsables de supervisar el cumplimiento de los requerimientos de medición del equipo y buen funcionamiento del Sistema de Medición Comercial Nacional. (numeral 2.2.8, Libro II del RMER)

Para que el Sistema de Medición Comercial del Mercado Mayorista de Guatemala pueda interactuar adecuadamente con el MER y con el SIMECR es necesario armonizar la Norma de Coordinación Comercial No. 14 (NCC-14), considerando que cada nodo de la RTR o, en su defecto, cada nodo que esté conectado a través de una línea de transmisión a un nodo de la RTR, donde se realicen inyecciones y/o retiros nacionales y regionales deberá contar con medición oficial y de respaldo, incluyendo sus enlaces de comunicación respectivos, debiendo establecer la responsabilidad de adquirir, instalar y mantener los equipos de medición y los correspondientes enlaces de comunicación.

1.4.3.3 Cargos regionales por los Servicios de Regulación del MER, de Operación del Sistema y de Transmisión Regional

El cargo por el servicio de regulación del MER (CRIE) y el cargo por el servicio de operación del Sistema (EOR) serán pagados por los agentes que demanden o consuman energía en los Países Miembros, en función de dicha energía. Dichos cargos serán liquidados por los agentes a su respectivo OS/OM, el que a su vez trasladará lo recaudado al EOR juntamente con la liquidación de las transacciones en el MER. (Artículos 55 y 68, Segundo Protocolo)

Las Tarifas o Cargos Regionales de Transmisión son: el Cargo Variable de Transmisión (CVT), el Peaje y el Cargo Complementario, los cuáles pagarán los agentes (excepto agentes transmisores) y permitirán recaudar la totalidad del

Ingreso a Recolectar. El CVT es pagado implícitamente en el MOR o explícitamente en el MCR. El Peaje y el Cargo Complementario conforman el cargo denominado CURTR, el que se aplica por país y por tipo de transacción: CURTRCp para los retiros y el CURTRGp para las inyecciones. (numeral 9.3, Libro III del RMER)

La conciliación, facturación y liquidación de los cargos regionales de transmisión será realizada por instalación de la RTR y podrá ser hecha por área de control, siempre y cuando el OS/OM respectivo asuma la responsabilidad de cobro y pago y presente las garantías correspondientes. A los efectos del cálculo del CURTR, el EOR determinará el Ingreso a Recolectar para cada instalación en cada semestre.

1.4.3.4 Facturación

El período de facturación es el período de tiempo (un mes calendario) para el cual se realizará la conciliación y facturación de las transacciones económicas del MER. El EOR será el responsable de realizar la facturación de las obligaciones de pago en el MER con base en el Documento de Transacciones Económicas Regionales DTER. (numeral 2.7, Libro II del RMER)

El EOR deberá emitir en un plazo máximo de once días hábiles después de finalizado el período de facturación, los documentos de cobro y los documentos de pago correspondientes al período de facturación respectivo. En el caso que se presentaran ajustes al DTER de períodos de facturación anteriores serán realizados en el DTER siguiente y no causarán intereses financieros. Los documentos de cobro y pago se podrán rechazar únicamente bajo lo especificado en el RMER y al vencimiento de las facturas se aplicará una tasa de mora.

1.4.4 Liquidación

El EOR designará una entidad financiera (banco liquidador) para la administración de los recursos financieros del MER. El EOR o la entidad financiera establecerá y ejecutará un procedimiento detallado de la recolección

de pagos de los agentes u OS/OM deudores y un procedimiento detallado de la distribución de los pagos a los agentes u OS/OM acreedores. El procedimiento de la recolección de pagos incluirá, pero sin limitarse (numeral 2.9.2.2, Libro II del RMER):

- a) Los mecanismos para realizar las transferencias bancarias;
- b) La apertura de cuentas;
- c) El período de verificación de fondos;
- d) El manejo de la compensación bancaria.
- e) El medio de pago habilitado; y
- f) Los reportes a suministrar

En el caso de que los recursos de pago sean insuficientes, se harán pagos parciales en forma proporcional a los montos acreedores y en caso de mora, se aplicará la garantía y se liquidarán también los intereses moratorios entre la fecha de vencimiento de la deuda hasta la fecha en que se logre hacer efectiva la garantía (numeral 2.9.3.7, Libro II del RMER).

Para la armonización de esta etapa de Conciliación, Facturación y Liquidación se recomienda que se amplíen las Normas de Coordinación No. 10 (NCC-10) y No. 12 (NCC-12) para adaptar la normativa nacional en los aspectos: formatos de liquidación, datos de medición del día anterior, plazos de facturación, verificación del posdespacho que envía el EOR, conciliación e incorporación al Informe de Transacciones Económicas (ITE) de los resultados del posdespacho regional, asignación de Cargos Regionales y definición del papel del AMM como intermediario de los cobros y pagos de los agentes nacionales por su participación en el MER.

1.4.5 Transmisión Regional

La Red de Transmisión Regional (RTR) incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países 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 RMER, mediante la cual se efectuarán los intercambios internacionales y se desarrollarán las transacciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), prestando el Servicio de Transmisión Regional. El EOR será el responsable de la identificación y actualización anual de la RTR por medio del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional -SPTR- (numeral 2, Libro III del RMER). La definición de la RTR es utilizada para:

- a) 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;
- b) Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar DT y verificar la calidad de servicio;
- c) Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM;
- d) Establecer y calcular los CURTR y los CVT

Cada equipamiento de la RTR tendrá una Capacidad Técnica de Transmisión y una Capacidad Operativa de Transmisión.

1.4.5.1 Coordinación del Libre Acceso a la RTR

Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso para los agentes, los que podrán conectarse a la RTR conforme al Procedimiento de Presentación de las Solicitudes de Conexión acceso a la RTR y a la autorización para la puesta en servicio de la conexión para los agentes que inyectan o que retiran (numeral 4, Libro III del RMER).

1.4.5.2 Coordinación Técnica y Operativa de la RTR

El SER y la RTR deberán operarse manteniendo el nivel de calidad establecido para el cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño, que deben ser considerados en todas las etapas de planificación y gestión de la operación. El EOR operará el SER en tiempo real, en coordinación con los

OS/OM, manteniendo la calidad, seguridad y confiabilidad. La operación en tiempo real del SER se realizará con base en una coordinación jerárquica descentralizada a través de los centros de control del EOR, OS/OM y Agentes Transmisores (numerales 5.3 y 6, Libro III del RMER).

En la Operación en Tiempo Real, el EOR supervisará los voltajes en los nodos de la RTR, los flujos de potencia activa y reactiva por la RTR y la frecuencia regional.

El desempeño de la regulación secundaria de cada área de control se medirá mediante la aplicación de un método basado en el criterio denominado Estándar de Control de Desempeño (CPS, por sus siglas en inglés).

El EOR deberá elaborar un Plan de Operación del SER ante Contingencias, que consistirá en lineamientos generales 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 el cumplimiento de los CCSD.

1.4.5.3 Planificación

El EOR hará la planificación de la expansión de la transmisión regional por medio de los estudios (numeral 10.1.1, Libro III del RMER):

- a) La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años;
- b) El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años para ampliaciones menores y mejoras;
- c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo;
- d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.

1.4.5.4 Definición y Coordinación de Mantenimiento de la RTR.

Los modelos y resultados de los estudios de seguridad operativa y el planeamiento operativo regional serán utilizados por el EOR para efectuar la coordinación de los planes de mantenimiento de las instalaciones que

conforman la RTR y así obtener un plan de mantenimiento coordinado regional. Con éste fin, los Agentes Transmisores deberán enviar al EOR, por intermedio de sus respectivos OS/OM, sus planes anuales de mantenimiento. De igual forma, los OS/OM informarán al EOR sobre cualquier intervención o mantenimiento que pueda afectar la RTR o la supervisión y control de la misma por parte del EOR. El EOR elaborará los planes de mantenimiento regional, anuales y semanales, de las instalaciones que conforman la RTR. La programación de mantenimientos será tomada en cuenta en el predespacho (numeral 5.7.1.1, Libro III del RMER).

En cuanto a la armonización de la normativa nacional para este tema de la transmisión regional, se determinaron los siguientes aspectos:

Traslado de Cargos de Transmisión.

En el Segundo Protocolo se establecen los correspondientes cargos regionales de transmisión por el uso de la RTR, aplicables en el MER: Cargos Variables de Transmisión, Peaje y Cargo Complementario por el uso de la RTR, los que serán trasladados a los Agentes o a la Demanda Final, según corresponda; cargos que deberán quedar explícitos en los conceptos de las Normas de Coordinación Comercial No. 9 (NCC-9), No. 11 (NCC-11) y No. 12 (NCC-12), en cuanto a la metodología de cálculo y facturación, cobro y traslado. Se debe evitar duplicidad de pagos o sobre remuneración de las instalaciones del SNI, tanto del Sistema del Principal como del Secundario, que reciban pagos en el MER y en el sistema nacional, ya sea descontando el ingreso autorizado regional del ingreso que en forma anticipada y mensual recibe el transportista nacional por el CAT autorizado por la CNEE o devolviéndole dicho ingreso regional en forma proporcional a los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios que hayan efectuado el pago mensual del CAT, para que no se supere el ingreso permitido por la normativa regulatoria nacional.

Derechos de Transmisión.

En cuanto al Mercado de Derechos de Transmisión, al no existir una figura similar en el MM de Guatemala, la armonización de las normativas debiera centrarse en principios regulatorios que involucren conceptos como: acceso a las redes de transmisión, definición de la Red de Transmisión Regional y transposición (utilización de una parte de la red de transmisión nacional, en

forma simultánea, tanto para transacciones regionales como nacionales) con el SNI, conexión a la RTR, remuneración regulada de los Agentes Transportistas, establecimiento de Peajes, entre otros.

Con respecto a la interfaz o armonización de la normativa nacional correspondiente, es importante tomar en cuenta lo establecido en el artículo 57 del RAMM y en el numeral 2.2.4 de la Norma de Coordinación Comercial No. 2 (NCC-2), donde se indica que la Oferta Firme Eficiente de una importación se establecerá sobre la base de que dicho contrato, entre otros requisitos, cubra por lo menos el Año Estacional corriente y que tenga garantía de suministro y adquiridos los Derechos de Transmisión necesarios para garantizar la entrega de la potencia comprometida a la parte compradora. Aunque no se indique el plazo de la adquisición de los Derechos de Transmisión, se podría interpretar que si el contrato de importación debe cubrir un Año Estacional, entonces los Derechos de Transmisión debieran también estar contratados, como mínimo, por el mismo período. La armonización tendría que considerar que en el MER los Derechos de Transmisión (Firmes) en la RTR, asociados particularmente a los Contratos Firmes, serán asignados por medio de subastas mensuales públicas, por períodos de validez mensuales y anuales (numeral 8.2, Libro III del RMER), tomando en cuenta, entre otros, la cargabilidad y la capacidad remanente de las líneas de transmisión de acuerdo a los predespachos nacionales; así como lo establecido en el Artículo 12 del RLGE, donde se permite, a Generadores o Grandes Usuarios nacionales, reservar Capacidad de Transporte de los Sistemas Secundarios o subestaciones de transformación.

Mantenimiento de las líneas de transmisión.

En el MER los modelos y resultados de los estudios de seguridad operativa y el planeamiento operativo regional serán utilizados por el EOR para efectuar la coordinación de los planes de mantenimiento de las instalaciones que conforman la RTR y así obtener un plan de mantenimiento coordinado regional. Y para que sean incluidos dentro de los estudios los programas anuales de los Agentes Transmisores estos deberán enviar al EOR, por intermedio del AMM, sus planes de mantenimiento mayor. De igual forma, el AMM informará al EOR sobre cualquier intervención o mantenimiento que pueda afectar la RTR o la supervisión y control de la misma por parte del EOR.

Por lo tanto, para que la Programación de Largo Plazo del Mercado Mayorista sea congruente con lo requerido en el MER, en cuanto a su proyección para cada Año Calendario, podría ser necesario armonizar Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1) y la Norma de Coordinación Operativa No. 2 (NCO-2), las que establecen la obligación de los transportistas de informar al AMM en forma anual sobre los programas de mantenimiento mayor y de efectuar el mantenimiento y reparación de sus instalaciones en coordinación con el AMM, para que la declaración de los planes de mantenimiento se entreguen al AMM dos veces cada año.

2 ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES

De lo planteado anteriormente en el Capítulo 1 se infiere que el Mercado Eléctrico Regional contribuiría a incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional, a viabilizar proyectos de generación de mayor escala para la demanda agregada, el desarrollo de la red de transmisión regional, a promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica, aumentando así la competencia y seguridad del suministro de energía eléctrica, en cada uno de los mercados de los países de América Central.

Las principales ventajas de establecer este tipo de transacciones se resumen en:

- ✓ Incentivar la aparición de inversiones en capacidad de generación para el MER, al posibilitar la financiación de dichos proyectos desde sus etapas de construcción, a partir de su participación en el Mercado de Contratos Regional.
- ✓ Incorporar más fácilmente los Contratos Firmes, al poder contar con el respaldo del Mercado de Oportunidad Regional.
- ✓ Permitir capturar los beneficios del Mercado de Oportunidad Regional para lograr una operación eficiente.
- ✓ Disminuir el riesgo para las partes, al posibilitar la cobertura en nuevos contratos con otros agentes del MER.
- ✓ Incrementar las transacciones en el MER, al permitir la aparición de contratos de intermediación financiera, que posibilite a nuevos agentes comercializar energía en el MER, dando una mayor liquidez a dicho mercado.

En cuanto al mercado mayorista guatemalteco se señala que empezó a operar el segundo semestre de 1998 por lo que lleva un poco más de 12 años en operación, con una buena estabilidad reflejada en crecimiento de la demanda, el parque generador, el sistema de transmisión, pagos de liquidación en las fechas programadas entre otras.

La industria está compuesta por alrededor de 20 empresas generadoras de diferente tamaño y portafolio de generación (1 de ellas es de propiedad estatal), 16 empresas distribuidoras (3 de las cuales están en manos privadas y las restantes 13 son empresas municipales) y 5 empresas comercializadoras,

una de las cuales está relacionada con una empresa distribuidora (COMEGSA). El segmento de grandes consumidores está más desarrollado que en la mayor parte de Centroamérica.

En el tiempo en que el mercado mayorista lleva en funcionamiento, la mayor parte de las transacciones se han realizados a través del mercado de contratos. De esta situación no se puede concluir que estos contratos sirvan como protección frente a prácticas anticompetitivas pues i) la existencia de un passthrough para el precio de compra de energía se traduce en que estas empresas están indiferentes al precio del contrato lo que unido a ii) la obligación de contratar que tienen las empresas distribuidoras respecto del suministro a los usuarios regulados puede dar origen a tres escenarios: 1) “aceptar” pasivamente el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores; 2) colusión con los generadores a cambio de algún tipo de concesión o 3) ejercicio de poder monopsónico y exigir concesiones. Cualquiera de estos tres escenarios se ve facilitado por la falta de normativa clara en torno al procedimiento que se debe seguir en las licitaciones para contratar energía y a la debilidad del regulador.

El 16 de agosto de 2010, la CNEE publicó las bases, que permiten que las Distribuidoras, en forma conjunta, realicen un proceso de licitación por medio del cual agreguen sus necesidades de contratación de potencia y energía. Esto permitirá también incrementar el número de potenciales inversionistas, aprovechar las fuentes de energía renovable, dispersas en Guatemala y usar tecnologías más eficientes en la producción de energía. La potencia a contratar como parte de la Demanda Firme de las Distribuidoras es hasta por ochocientos megavatios para el servicio de los usuarios del Servicio de Distribución Final, de los cuales 160 MW podrán provenir de Transacciones Internacionales, esto último incluye la posible participación de Agentes del MER.

3 CORRESPONDENCIA ENTRE LAS NORMATIVAS

En general la organización del mercado guatemalteco se adapta bien a la participación en el MER y su normativa es compatible en cuanto a los requerimientos establecidos en el numeral 1.5.1.3 del Libro I del RMER, de la manera siguiente:

La normativa nacional, no obstante los ajustes que en forma gradual se están realizando o los que se están sugiriendo en este documento:

- a) Permite las transacciones internacionales de energía eléctrica;
- b) Aplica principios de no discriminación y reciprocidad respecto a las transacciones internacionales de energía eléctrica;
- c) Permite los contratos de corto plazo entre agentes regionales;
- d) Incorpora las transacciones internacionales en conjunto con las transacciones del predespacho económico nacional;
- e) Permite la operación regional coordinada de las instalaciones pertenecientes a la RTR;
- f) Respeta y está en la etapa gradual del cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño;
- g) Permite el libre acceso y no discriminatorio a las redes de transmisión nacional;
- h) Está en la fase de adaptación gradual de los sistemas de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial necesarios para la operación regional coordinada;
- i) Garantiza el libre acceso a información sobre el MER y la RTR tal como se establece en el RMER;
- j) Está en la etapa gradual de adopción de las medidas necesarias para garantizar la aplicación uniforme y eficaz del régimen de sanciones del MER; y
- k) Adopta los ajustes normativos para garantizar los compromisos de pago en el MER.

4 CONCLUSIONES

- 1) En este trabajo de tesis se presentaron los análisis de las reglas regulatorias establecidas en el RMER para la coordinación y operación del MER y la normativa del MM de Guatemala, relacionadas con los procesos de: Predespacho; Operación en tiempo real; Posdespacho; Conciliación, Facturación y Liquidación. Dentro del marco jurídico de soporte general a ambas normativas, también se analizaron y compararon los conceptos establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y sus Protocolos, así como lo estipulado en la Ley General de Electricidad y su Reglamento (RLGE).
- 2) El MER (Mercado Eléctrico Regional) es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados nacionales existentes, con regulación regional y en el cual los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.
- 3) Las principales ventajas de las transacciones con el MER se resumen en:
 - ✓ Incentivar la aparición de inversiones en capacidad de generación para el MER, al posibilitar la financiación de dichos proyectos desde sus etapas de construcción, a partir de su participación en el Mercado de Contratos Regional.
 - ✓ Aumentará el acceso a los recursos energéticos, lo que disminuye el costo de energía para beneficio de la población en general;
 - ✓ Mejorará la confiabilidad del sistema de transmisión, lo que permite que los operadores del mercado bajen sus reservas de energía y sus gastos;
 - ✓ Permitirá implementar economías de escala;
 - ✓ Aumentará la seguridad en el suministro a los mercados nacionales y prestará asistencia en situaciones de emergencia.
 - ✓ Generará mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y
 - ✓ Atraerá la inversión extranjera, ya que se dispondrá de una red más segura y de mayor capacidad, y se consolidará el Mercado Eléctrico Regional (MER).

- 4) En cuanto al mercado mayorista guatemalteco se señala que empezó a operar el segundo semestre de 1998 por lo que lleva un poco más de 12 años en operación, con una buena estabilidad reflejada en crecimiento de la demanda, el parque generador, el sistema de transmisión, pagos de liquidación en las fechas programadas entre otras; características que permiten concluir que el mercado es suficientemente maduro para interactuar con el Mercado Eléctrico Regional y aprovechar las oportunidades de un mercado mayor sin detrimento del mercado nacional.
- 5) El Mercado Regional permitirá la optimización regional de la operación de las centrales hidroeléctricas, pudiendo generar Beneficios Sociales y Económicos así como Protección al Medio Ambiente, al posibilitar una mayor Eficiencia y confiabilidad del suministro de electricidad
- 6) Los ajustes necesarios a la normativa nacional guatemalteca, para que el Mercado Eléctrico Nacional interactúe de manera armoniosa con el MER y pueda posibilitar alcanzar los beneficios que el mercado regional ofrece se resumen a continuación:
 - ✓ Predespacho: Ofertas de oportunidad y de Contratos en el MER. Garantías de los Agentes del MER o del AMM (OS/OM)
 - Con lo establecido en el RAMM, en la NCC-10 y en el “Procedimiento de autorización de los participantes del mercado mayorista para realizar transacciones en el MER y de recepción y validación de ofertas de importación y exportación”, se podría considerar que la regulación del MM es compatible con la regulación del MER, aunque éste sea un mercado de precios y no de costos como lo es el MM.
 - En cuanto a la presentación de las garantías por parte de los Participantes del MM para cubrir los pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por Servicio de Regulación del MER y los cargos por servicio de transmisión regional aplicables, se considera que con las modificaciones a las normas NCC-10 y NCC-12, recientemente aprobadas por la CNEE, ya no se hace necesario, por el momento, realizar ningún otro ajuste a la normativa nacional.

- Compatibilizar el criterio de garantía de suministro con el concepto de Energía Firme e integrar en la normativa nacional los tipos de contratos que ofrece el MER
- ✓ Operación en tiempo real: Calidad de señales del sistemas SCADA del AMM (OM/OS);
 - En cuanto a lo establecido respecto a la calidad de la señal del sistema SCADA, la normativa del Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala es congruente con lo establecido en ese respecto en la normativa del Mercado Eléctrico Regional.
 - el Sistema de Supervisorio en Tiempo Real que tiene el Administrador del Mercado Mayorista y las señales que los Participantes envían al Centro de Control de Despacho CDC del AMM, satisfacen el tipo de señales que según el RMER los OS/OM deben disponer en tiempo real para el funcionamiento del SCADA regional
- ✓ Posdespacho: Sistema de Medición Comercial;
 - El RMER establece que los medidores que conforme el SIMECR deben de tener una precisión de 0.2 y que en total la precisión de todo el sistema de medición debe ser de 0.3 que son los mismos parámetros de precisión que establece la NCC14 para los medidores del Sistema de Medición Comercial.
 - El RMER establece que los medidores deben ser del tipo multifunción de estado sólido, trifásicos, de acuerdo a la norma ANSI C12.16-199; requerimientos que también contempla la NCC14 con la diferencia que la norma de referencia es la ANSI C12.20-2005 que es una norma más reciente que la establece la normativa regional y por lo tanto cumple con los requerimientos del RMER.
 - El RMER establece que los transformadores de instrumentación deben cumplir con la norma ANSI C57.13 que es la misma norma que establece la NCC14 para los transformadores de instrumentación del SMEC.
 - El RMER establece que los medidores deben tener capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de

treinta y cinco (35) días como mínimo, mientras la NCC14 establece que la capacidad de almacenamiento de información en la memoria masiva es de treinta y siete (37) días como mínimo, excediendo el requerimiento de la normativa regional en (2) días.

- El RMER establece que el soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberá contar con baterías de siete (7) días de duración como mínimo, que es el mismo tiempo establecido para el efecto en la NCC14.
 - Las magnitudes que las NCC14 establece que los medidores deben registrar son suficientes para cumplir con el requerimiento establecido en el RMER respecto a que el SIMECR debe tener un sistema primario de medición que como mínimo considere la energía activa y reactiva.
 - La disposición de la NCC14 respecto a que los medidores serán interrogados automática y diariamente, permite dar cumplimiento a los tiempos que RMER establece para el registro de los datos de las mediciones en el SIMERC.
- ✓ Conciliación, Facturación y Liquidación: Cargos del Servicio de Transmisión Regional, Cargo por el Servicio de Operación Regional y Cargo por la Regulación Regional;
- Interface sobre el peaje y cargo complementario de la Red de Transmisión Regional -RTR- que les asigne el Ente Operador Regional -EOR- a los Distribuidores pueda ser trasladado a la demanda final (NCC14).
- ✓ Red de Transmisión Regional (RTR): a) Remuneración por Transmisión Regional y b) Coordinación de Mantenimiento.
- Para el caso del Cargo por Transmisión Regional, la normativa de Guatemala es compatible con lo dispuesto en la normativa regional, ya que permite que dicho cargo sea trasladado a los Participantes del Mercado Mayorista, tal y como lo establece el artículo 14 del Tratado Marco. No obstante, el regulador nacional, en coordinación con la CRIE, tendrá que verificar que en el peaje fijado para las instalaciones del Sistema

Eléctrico Nacional no se incluyan las instalaciones de la RTR que tengan Ingreso Autorizado Regional.

- La NCC-1 no incluye específicamente la coordinación de mantenimientos con el EOR, pero tampoco contradice los requerimientos de información sobre los mantenimientos establecidos en el RMER, por lo que no se ve necesario ninguna adecuación o ajuste. Sin embargo, para lograr una mejor claridad sobre la información que deben entregar los transportistas locales, se propone adicionar a la NCC-1, lo establecido por el RMER para este tema.

5 RECOMENDACIONES

- 1) Guatemala inicio desde el año 1986 el proceso de integración eléctrica interconectándose con El Salvador y en el año 2002 se cierra la línea entre El Salvador y Honduras lográndose la interconexión con América Central esta nueva etapa de la creación de un mercado eléctrico regional apoyando con una Línea de transmisión eléctrica que permite en su primera fase intercambios entre países de hasta 300 MW es recomendable realizar los ajustes normativos nacionales necesarios que permitan incorporar generación de mayor escala, desarrollar proyectos de energías renovables de magnitud más que nacional, incorporar nuevas tecnologías de generación y combustibles más baratos, y en suma reducir los costos de abastecer la demanda.
- 2) Se recomienda que, para darle mayor certeza en su aplicación a nivel nacional, este Reglamento sea publicado en el referido Diario de Centro América.
- 3) Se recomienda analizar estos dos conceptos de mercado (costos y precios) con la finalidad de evaluar la posibilidad de modificar los requerimientos mínimos que deben cumplir los importadores al declarar semanalmente la metodología de cálculo de costos variables para armonizarlo con lo establecido en el RMER.
- 4) El proceso de armonización de las normas que rigen el mercado guatemalteco, se recomienda que se base en 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 medio ambiente.
- 5) En la consolidación del proceso de integración de los mercados eléctricos, es deseable la vigilancia en el cumplimiento de los siguientes principios: COMPETENCIA: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias; GRADUALIDAD: Previsión para la evolución progresiva del Mercado Eléctrico Regional; RECIPROCIDAD: Derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad.

6) Para que la sociedad guatemalteca verdaderamente goce de las ventajas y beneficios de un mercado mayorista de electricidad competitivo, es recomendable que las reformas deben ser diseñadas e implementadas en forma correcta. La industria debe ser mirada como un todo y las distintas etapas del proceso productivo (generación, transmisión, operación del sistema, distribución y comercialización) no deben ser tratados en forma independiente pues ellos interactúan en forma continua y tanto la efectividad como el éxito de la regulación de un segmento dependerá de las características de la regulación del resto.

6 BIBLIOGRAFÍA

Parkin Michael y Esquivel Gerardo; Microeconomía; Editorial Pearson Educación; Quinta Edición 2001.

Callejón María y otros autores; Economía Industrial; Edicions de la Universitat Oberta de Catalunya; Primera Edición 2001.

Lasheras Miguel Ángel; La regulación económica de los servicios públicos; Ariel Economía; 1ª edición 1999.

Normativa regional:

- ✓ Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central;
- ✓ Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (primer Protocolo);
- ✓ Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central;
- ✓ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional; y
- ✓ Resoluciones de la CRIE relacionadas.

Normativa regulatoria de Guatemala:

- ✓ Ley General de Electricidad (LGE);
- ✓ Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE);
- ✓ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM);
- ✓ Normas de Coordinación Comercial (NCC) relacionadas;
- ✓ Normas de Coordinación Operativa (NCO) relacionadas;
- ✓ Normas Técnicas y resoluciones, relacionadas con el Mercado Mayorista, emitidas por la CNEE.