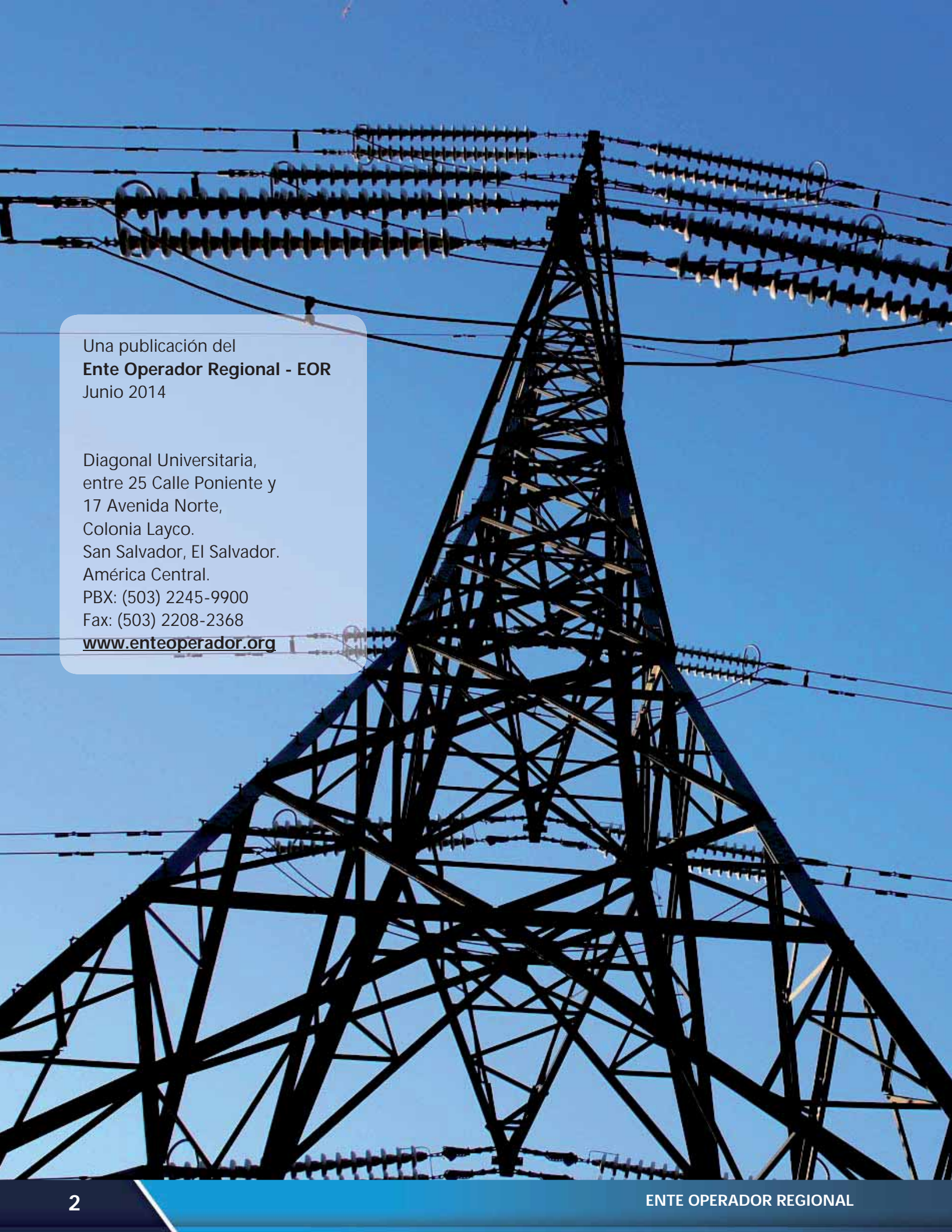




MEMORIA DE LABORES 2013



MEMORIA DE LABORES 2013



Una publicación del
Ente Operador Regional - EOR
Junio 2014

Diagonal Universitaria,
entre 25 Calle Poniente y
17 Avenida Norte,
Colonia Layco.
San Salvador, El Salvador.
América Central.

PBX: (503) 2245-9900

Fax: (503) 2208-2368

www.enteoperador.org

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|----|
| Siglas | 4 |
| Presentación | 5 |
| Mensaje del presidente | 6 |
| Misión, visión y valores..... | 8 |
| Junta Directiva 2013-2014..... | 10 |
| Organigrama..... | 12 |
| Staff EOR | 13 |
| Personal del EOR..... | 14 |
| El Mercado Eléctrico Regional (MER) | 16 |
| ¿Qué es el Mercado Eléctrico Regional (MER)?..... | 16 |
| Objetivos | 16 |
| Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)..... | 16 |
| Organismos regionales..... | 16 |
| El Ente Operador Regional y la operación del MER | 17 |
| Gerencia Comercial | 18 |
| Gerencia de Planificación y Operación..... | 20 |
| Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones..... | 24 |
| Coordinación Administrativa de Subastas de Derechos de Transmisión | 27 |
| Coordinación de Administración y Finanzas | 28 |
| Asuntos Jurídicos | 31 |
| Talleres | 32 |
| Eventos..... | 34 |
| Visitas Oficiales | 36 |
| Estadística del Mercado Eléctrico Regional | 40 |
| Sitios de interés del Sector Eléctrico | 44 |

SIGLAS

| | |
|----------------|--|
| AMM | Administrador del Mercado Mayorista |
| BD | Base de Datos |
| CAF | Coordinación de Administración y Finanzas |
| CDMER | Concejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional |
| CENCE | Centro Nacional de Control de Energía |
| CND | Centro Nacional de Despacho |
| CNDC | Centro Nacional de Despacho de Carga |
| CRCT | Centro Regional de Coordinación de Transacciones |
| CRIE | Comisión Regional de Interconexión Eléctrica |
| CTC | Comité Técnico Comercial |
| CTPO | Comité Técnico de Planeamiento Operativo |
| CTRTR | Comité Técnico de la Red de Transmisión Regional |
| CTSO | Comité Técnico de Seguridad Operativa |
| CVT | Cargos Variables de Transmisión |
| DT | Derechos de Transmisión |
| ENATREL | Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica |
| ENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica |
| EOR | Ente Operador Regional |
| ETESA | Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. |
| GTRS | Grupo de Trabajo Regional del SIMECR |
| ICE | Instituto Costarricense de Electricidad |
| IP | <i>Internet Protocol</i> (Protocolo de Internet) |

| | |
|------------------|---|
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| OS/OM | Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado |
| PMU | <i>Phasorial Measurement Unit</i> (Unidad de Medición Fasorial) |
| PSS/E | <i>Power System Simulation for Engineering</i> (Simulador de Sistemas Eléctricos de Potencia) |
| RMER | Reglamento del Mercado Eléctrico Regional |
| RTMER | Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional |
| RTR | Red de Transmisión Regional |
| SACMER | Sistema de Administración Comercial del MER |
| SCADA/EMS | <i>Supervisory Control and Data Acquisition System / Energy Management System</i> (Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos / Sistema de Administración de Energía) |
| SER | Sistema Eléctrico Regional |
| SIEPAC | Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central |
| SIIM | Sistema Integrado de Información del MER |
| SIMECR | Sistema de Medición Comercial Regional |
| SMFSR | Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional |
| SOTMER | Sistema para la Operación Técnica del MER |
| SPTR | Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional |
| UEN | Unidad Estratégica de Negocio |
| UT | Unidad de Transacciones S.A. de C.V. |



PRESENTACIÓN

El Ente Operador Regional (EOR) es un organismo internacional establecido mediante el artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue firmado en 1996 por los presidentes de los gobiernos y, luego, ratificado por las respectivas Asambleas Legislativas de las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

La Memoria de Labores 2013 del Ente Operador Regional presenta los logros realizados en la implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), que tuvo inicio el primero de junio de 2013, así como las actividades, principales resultados alcanzados por las diferentes áreas, eventos realizados y la información estadística de interés sobre el Mercado Eléctrico Regional durante el año 2013.

MENSAJE DEL PRESIDENTE

En nombre de la Junta Directiva del Ente Operador Regional (EOR), tengo el placer de presentarles la Memoria de Labores del año 2013, la cual pretende mostrar las actividades relevantes y los logros obtenidos en el que hacer del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Dentro de los logros que consideramos relevantes, tanto para el EOR como para la región, se encuentra la entrada en operación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), ya que ha permitido continuar con la consolidación de dicho mercado e incrementar las transacciones entre sus agentes.

Para el año 2013, las transacciones incrementaron más del 100% en comparación con el año 2012, beneficiando así a los países con mejores precios y con un mercado más amplio, es decir, se logra cumplir con el objetivo fundamental del MER.

Este logro ha tenido como apoyos esenciales los esfuerzos humanos, técnicos, financieros y tecnológicos proporcionados por los países miembros y de las instituciones regionales, así como por la participación de los Agentes.

Entre los aportes recibidos se pueden destacar:

a) El recurso técnico/humano especializado: asistidos en muchos casos por consultores internacionales, para desarrollar la Regulación Regional y para solventar aspectos operativos y comerciales derivados de la implementación del MER, que ha llevado a cabo la adecuación regulatoria necesaria para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales y lograr un funcionamiento armonioso.

b) Recurso financiero: se han realizado importantes ampliaciones a la infraestructura de interconexión necesaria para permitir el desarrollo del MER. Además hay que destacar que prácticamente se ha concluido el Proyecto SIEPAC, con lo que la transmisión regional se ha robustecido sustancialmente.

c) Recurso tecnológico: se han implementado sistemas informáticos tanto en el EOR como en los operadores de cada uno de los seis países, para permitir la operación interconectada (sistemas de protección y control), el monitoreo en tiempo real (SCADA, instalación de unidades de medición fasorial, registradores de eventos y otros equipos), la coordinación de las transacciones y realizar la liquidación respectiva (SIIM).

La expectativa para el corto plazo es, en primer lugar, permitir el uso de los recursos de generación y de transmisión disponibles en la región de la manera más eficiente posible para que los beneficios del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región; en segundo lugar, propiciar el crecimiento y desarrollo del MER a través de la implementación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión, de manera paralela incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico, e impulsar las ampliaciones a la infraestructura para que dicho mercado sea abastecido en forma oportuna y sostenible.

Todo ello viene a significar que los retos para el corto plazo están enfocados en consolidar y perfeccionar los procesos regionales, proyectando la mayor transparencia posible en el cumplimiento de sus funciones; asegurando la liquidez del MER y contribuyendo a dar certeza jurídica en la aplicación de la Regulación Regional.

Implica a la vez, que tenemos como desafío para el mediano plazo, verificar que se generen las señales adecuadas para lograr el desarrollo del MER y avanzar coordinadamente con la CRIE y los OS/OM, hacia la consecución de los objetivos del Tratado Marco atendiendo los principios que lo rigen.

Finalizo agradeciendo a los OS/OM, funcionarios y trabajadores de la administración del EOR, a los Señores Directores del EOR así como a los Agentes del MER, por su esfuerzo y participación en la construcción de este gran desafío que es el Mercado Eléctrico Regional.

Ing. Luis Herrera Gálvez
Presidente Junta Directiva
(2013-2014)



MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

Misión

Dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realizar la administración del Mercado Eléctrico Regional (MER), con transparencia y excelencia, de acuerdo con la regulación regional.

Visión

Ser una entidad de prestigio internacional en el desarrollo y consolidación del Mercado Eléctrico Regional de América Central, y de los mercados extrarregionales que se integren, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

Nuestros Valores

Calidad

Proveer un servicio excelente, con profesionalismo, ofreciendo atención y comunicación óptimas a todos los clientes.

Integridad

Actuar siempre con rectitud, honestidad y legalidad.

Equidad

Asegurar que los clientes externos e internos del EOR sean tratados bajo las condiciones de igualdad establecidas en las regulaciones correspondientes.

Transparencia

Proveer el acceso a la información, según corresponda, a los clientes internos y externos, conforme a la normativa establecida.





JUNTA DIRECTIVA EOR 2013



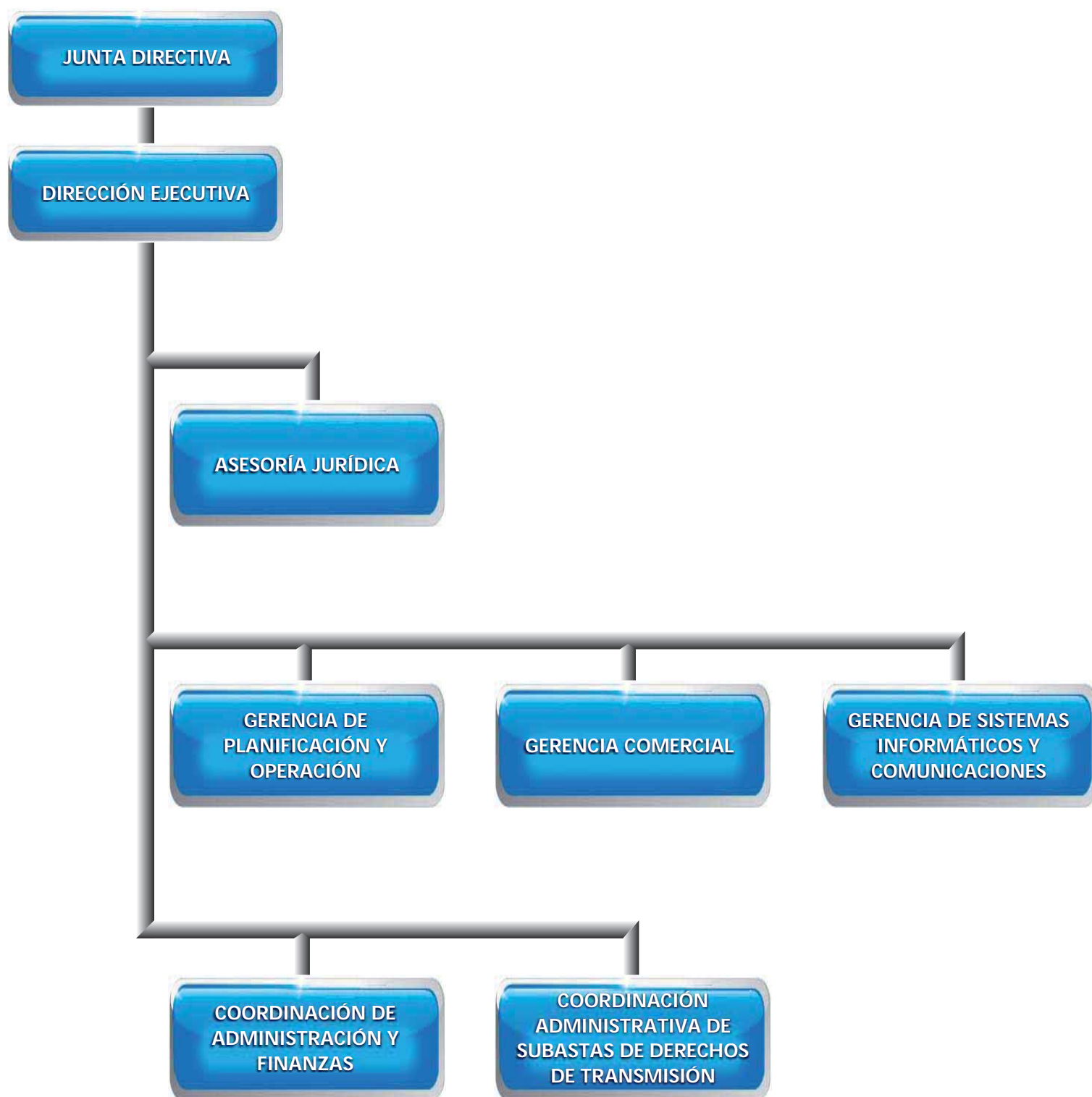
Sentados (Izquierda a derecha): Ing. Maximilian Winter (Panamá), Ing. Luis Herrera Gálvez - Presidente Junta Directiva EOR - (Guatemala)

De Pie (Izquierda a derecha): Ing. Rodolfo López Gutiérrez (Nicaragua), Ing. Gustavo Chávez Munguía (El Salvador), Ing.



Víctor González (Panamá), Ing. Luis González Paredes (El Salvador), Ing. Martín Schaffer Pichardo (Nicaragua), Ing. Karla Hernández Saucedá (Honduras), Ing. Marco Cordero Gamboa (Costa Rica), Dra. Ivanova Ancheta (Guatemala), Ing. Salvador López Alfaro (Costa Rica), Ing. Gilberto Ramos Dubón - ausente -(Honduras)

ORGANIGRAMA EOR 2013



STAFF EOR



De izquierda a derecha: Licda. Mariela Sagastume, Ing. Bili Martínez, Ing. José Hernández, Ing. Rodolfo Herrera, Ing. Marlon Castillo, Licda. Violeta Barberena, Ing. René González (Director Ejecutivo EOR), Srta. Evelyn Flores, Srta. Gladys Guerra, Lic. Antonio Durán, Lic. Arturo Rivera.

PERSONAL DEL EOR



Primera fila: Ing. Rodolfo Herrera, Ing. Juan Carlos Posadas, Lic. Arturo Rivera, Ing. Marlon Castillo, Licda. Violeta Barberena, Ing. René González, Srta. Evelyn Flores, Srta. Gladys Guerra, Licda. Mariela Sagastume, Lic. Antonio Durán, Ing. Bili Martínez, Ing. José Hernández.

Segunda Fila: Licda. Jenny de Rivas, Srta. Glenda Alas, Licda. Aura Gutiérrez, Ing. Carolina Jerez, Licda. Claudia de Cañas, Ing. Fantina Orellana, Ing. Daniel Polanco, Ing. Boris Zúñiga, Lic. Wilfredo Sixco, Licda. Beatriz Trujillo, Licda. Karla Ramírez, Licda. Tatiana Monge, Licda. Verónica Berrios, Licda. Luisa Rendón.



Tercera Fila: Ing. German Aguilar, Lic. Fabricio Menjivar, Ing. Diego Midence, Ing. Marco Alvarenga, Ing. Humberto Perla, Ing. Ricardo Herrera, Ing. Juan Chinchilla, Ing. Dennis Posadas, Ing. Marlon Trigueros, Ing. Galileo Solórzano, Ing. Juan López, Sr. Pedro Rámos.

Cuarta Fila: Ing. José Aguilar, Ing. David Bustillo, Ing. Sergio Valle, Ing. Hector Reyes, Lic. Roberto Arriaza, Ing. Hector Carrillo, Ing. Francisco Valle, Ing. Roberto Linares, Ing. Moises Tinoco, Ing. Juan José Bonilla, Ing. Felix Luque, Ing. Douglas Marotha, Sr. Adonay Miranda, Ing. Martín Sánchez, Ing. Martín Vela, Ing. Christian Muñoz.

EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

¿Qué es el Mercado Eléctrico Regional (MER)?

El Mercado Eléctrico Regional (MER) es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo derivados del despacho de energía con criterio económico regional, establecidos en contratos de mediano y largo plazo entre los agentes del mercado. El propósito principal es beneficiar a los habitantes de la región mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de condiciones de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica.

Objetivos

- Optimizar los recursos energéticos utilizados para el abastecimiento regional de electricidad.
- Fomentar el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional.
- Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional.
- Incrementar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad.
- Homogeneizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño.
- Promover la participación competitiva del sector.

Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)

El SIEPAC consiste en el Primer Sistema de Transmisión Eléctrica Regional que reforzará la red eléctrica de América Central. La infraestructura del sistema cuenta con una línea de 1,790 km. de longitud de 230 kV y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a lo largo de seis países de América Central. Con la red ya instalada, se dispondrá de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 megawatts (MW).

La línea de transmisión es construida y administrada por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), integrada por las empresas nacionales de electricidad como socios locales (INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ENNE de Honduras, ENATREL de Nicaragua, ICE de Costa Rica, ETESA de Panamá) y tres socios extra regionales (ENDESA de España, ISA de Colombia y Comisión Federal de Electricidad de México).

El SIEPAC tiene dos grandes objetivos: primero, la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados que faciliten la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica y, segundo, establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que requieran los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER

La línea SIEPAC ha sido de gran ayuda para proveer energía eléctrica a los sistemas nacionales cuando han tenido déficits, tal fue el caso de Panamá en mayo de 2013, que enfrentó una crisis energética causada por una prolongada sequía que redujo a niveles mínimos los embalses de las presas hidroeléctricas afectando su capacidad de generar energía.

Organismos regionales

Con el propósito de regular las interrelaciones entre agentes del Mercado, se creó la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), la Empresa Propietaria de la Red, el Ente Operador Regional (EOR) y El Consejo Director del MER (CDMER).



La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), regula el funcionamiento del MER y las relaciones entre Agentes de conformidad con las disposiciones del Tratado Marco, sus Protocolos y sus Reglamentos.



La Empresa Propietaria de la Red (EPR), es una entidad de capital mixto a cargo de la construcción y mantenimiento de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

CDMER

Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), es responsable de impulsar el desarrollo del MER y de adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado Marco y sus Protocolos, para lo cual establecerá mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR en el ámbito de responsabilidad de cada uno. El CDMER se constituyó en octubre de 2010 y tiene su sede en la ciudad de San José, Costa Rica.



El Ente Operador Regional (EOR), dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE, el cual fue establecido por medio del artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, firmado por los gobiernos de cada país en 1996.

El Ente Operador Regional y la operación del MER

Las funciones del EOR de acuerdo a los planes de actuación son los siguientes:

- Proponer a la CRIE los procedimientos técnicos, comerciales y operativos del Mercado y del uso de la RTR;
- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, aplicando, al mismo tiempo, los criterios de calidad, seguridad y desempeño;
- Realizar, en coordinación con los OS/OMS, la gestión de las transacciones comerciales entre los agentes del mercado;
- Formular el plan de expansión indicativo para la generación y transmisión regionales; y
- Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del Mercado.

Para cumplir con sus objetivos y funciones, el EOR se rige por una Junta Directiva constituida por dos Directores de cada país, designados por su respectivo Gobierno y propuestos por los agentes del Mercado de cada país por un plazo de cinco años.

Asimismo, el EOR realiza la coordinación técnica y comercial del MER y la RTR en conjunto con los OS/OM de los países de la región. Parte fundamental de ello son los Comités Técnicos, los cuales se muestran a continuación:

Comités Técnicos Operativos



1. Gerencia Comercial



La Gerencia Comercial, como responsable de la gestión comercial del MER, ha desempeñado sus principales procesos de programación de predespacho y conciliación de las transacciones del Mercado Eléctrico Regional (MER).

1.1. Actividades Relevantes

La actividad más relevante fue la ejecución del período indicativo, el cual consistió en realizar todos los procesos comerciales del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), en coordinación con los OS/OM, de manera simultánea con todos los procesos del Reglamento Transitorio del MER (RTMER).

En este período, se realizaron las siguientes actividades de coordinación operativa con los OS/OM:

- Trámite de autorización de Agentes para realizar transacciones de compra y venta de energía en el MER según el RMER y PDC.
- Mantenimiento continuo de la Base de Datos Regional.
- Se completaron todos los procesos comerciales establecidos en el RMER y PDC, con frecuencia diaria y mensual, con base en la información suministrada por los OS/OM. Los resultados de estos procesos fueron

puestos a disposición de los OS/OM, Agentes del MER y público en general, en el sitio web del EOR.

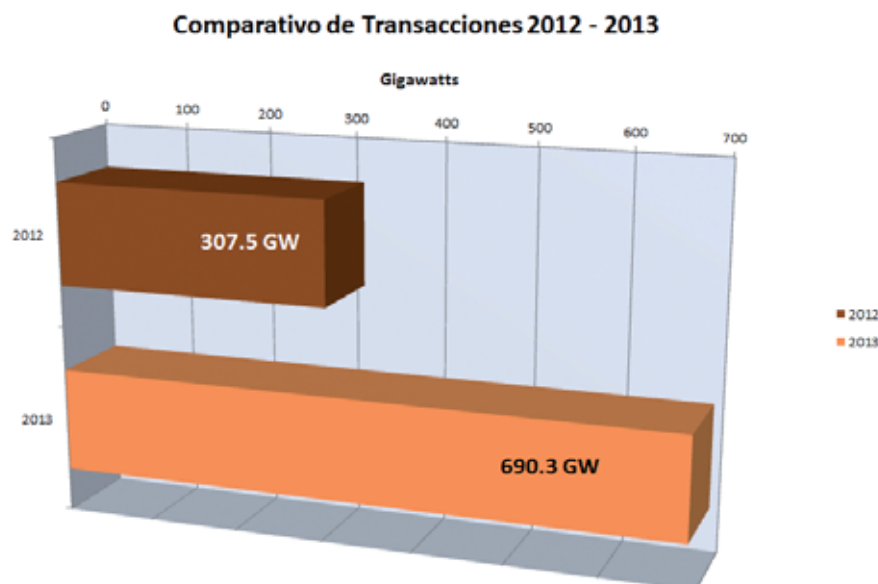
- Presentación consistente, por parte de los OS/OM, de los insumos para los procesos comerciales: predespacho nacional, indisponibilidades, carga de compromisos contractuales, ofertas de oportunidad y mediciones.
- Los OS/OM, a través de interfaz tecnológica configurada por el EOR en su sitio web, intercambiaron diariamente los datos requeridos para realizar todos los procesos comerciales, y para obtener resultados tales como: transacciones programadas, precios nodales y conciliaciones de transacciones.

El período de transición permitió ajustar aspectos de índole operativa y procedimental para el intercambio de información entre el EOR y los OS/OM, emigrando gradualmente a la implementación del RMER y PDC desde el 1 de junio 2013, fecha a partir de la cual ya no se realizó ningún proceso bajo el RTMER.

Entrada en vigencia del RMER y PDC

A partir del 1 de junio de 2013, entró en vigencia del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), logrando así consolidar las operaciones del mercado. Este suceso permitió que las transacciones de energía eléctrica entre los países de América Central aumentaran más del 100%, beneficiando con energía eléctrica oportuna y de calidad a todos los países de la región.

Al comparar los datos del 2013 con los del 2012, se refleja el siguiente incremento:



Los países que más vendieron energía eléctrica durante el 2013 fueron:

Guatemala (478.2 GWh), El Salvador (98.9 GWh) y Panamá (71.2 GWh).

Asimismo, los países que más compraron energía fueron:

El Salvador (382.0 GWh), Honduras (116.9 GWh) y Panamá (75.2 GWh).

1.2. Comités Técnicos Regionales y Talleres

Durante el año 2013 se llevaron a cabo (3) reuniones de del Comité Técnico Comercial, (1) del Comité técnico de Planeamiento Operativo y (1) del Grupo de Trabajo Regional del SIMECR (GTRS).

Asimismo, esta gerencia coordinó el Taller regional de "Interfaces regulatorias, Mercado Eléctrico Regional (MER)-

Mercados Eléctricos Nacionales (MEN)", en octubre de 2013, en este taller, cada OS/OM compartió su experiencia en el desarrollo de las interfaces regulatorias, armonización de las regulaciones nacionales con la regional, en lo relacionado a: Predespacho, Conciliación de las Transacciones, Expansión de la transmisión, los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión



Reunión Comité Técnico de Planeamiento Operativo (CTPO) Septiembre de 2013.



Lic. Ronny Aguilar (CDMER), Lic. Edgar Navarro (CDMER), Lic. Fernando Álvarez (CRIE) y Ing. Rodolfo Herrera (EOR), participantes del Taller Regional de interfaces regulatorias, RMER - MEN Abril de 2013

2. GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN



Esta Gerencia se encarga de la supervisión y coordinación de la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) en tiempo real; de realizar estudios eléctricos de seguridad operativa de corto plazo para asegurar la operación estable del SER y de la planificación de largo plazo de la transmisión y generación regional.

2.1. Coordinación operativa en tiempo real

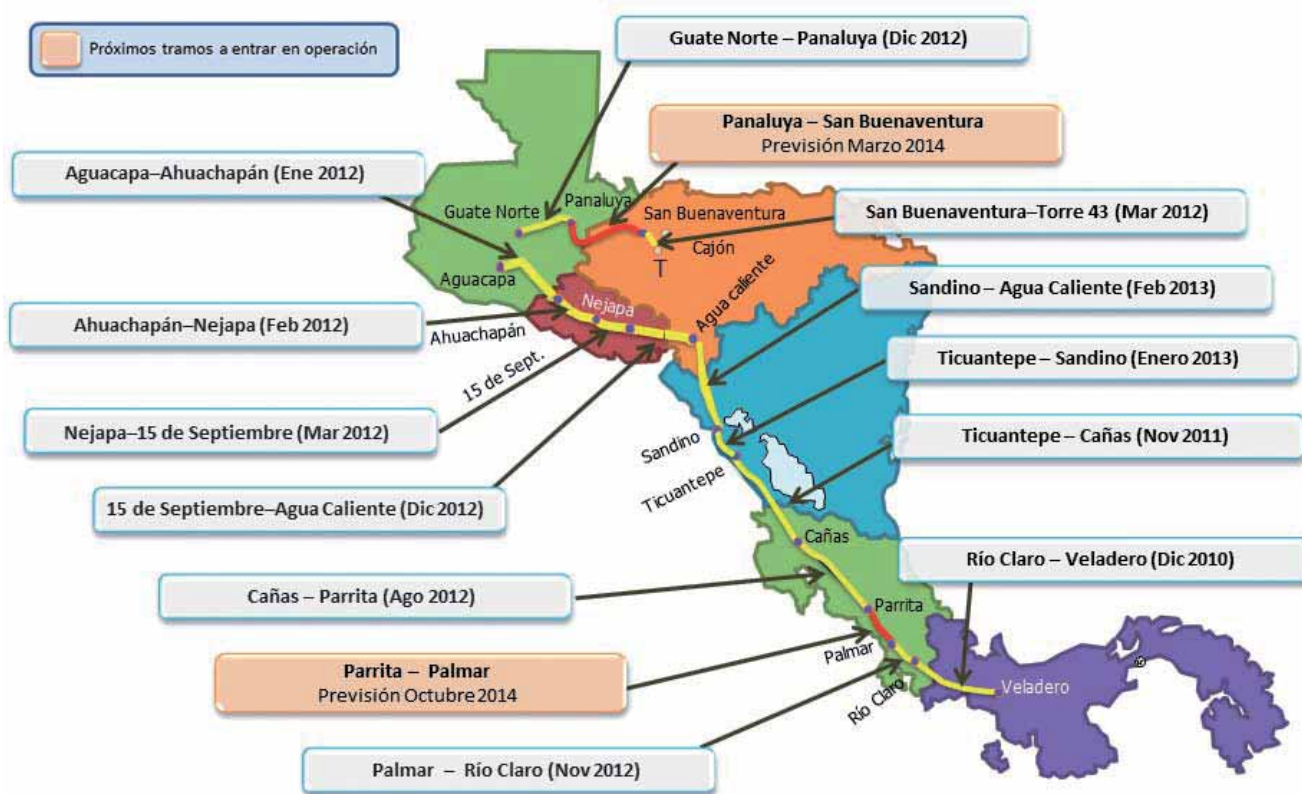
La supervisión y coordinación técnica de la operación del SER se realiza a través del sistema de adquisición de datos en tiempo real (SCADA regional) y el sistema de comunicación dedicada, con los cuales se brinda una atención permanente (7/24) a los operadores de sistema de los países de Centro América.

Durante el año 2013, esta gerencia trabajó en coordinación con el área comercial e informática para integrar la base de datos regional; una base de datos que incluye la modelación de las redes eléctricas nacionales remitidas por los OS/OM para realizar el predespacho regional de los países que conforman el SER. Las redes eléctricas nacionales fueron incluidas en el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) para la ejecución de procesos comerciales del MER bajo el RMER y PDC.

| Tipo de equipos | Cantidad |
|---------------------------|----------|
| Subestaciones | 478 |
| Líneas | 625 |
| Transformadores | 1,132 |
| Unidades de generación | 600 |
| Barras de Transmisión | 396 |
| Cargas | 624 |
| Capacitores/Seccionadores | 11,020 |
| Mediciones analógicas | 12,244 |
| Límites Analógicos | 20,000 |

Supervisión en tiempo real a través del SCADA Regional:

Asimismo, se coordinaron con los OS/OM y con los Agentes de transmisión, las revisiones técnicas, pruebas y puesta en operación de las interconexiones internacionales del Proyecto SIEPAC, las cuales se muestran en el siguiente mapa:



2.2. Análisis de seguridad operativa

Estudios de máximas transferencias

Se actualizaron los valores de máximo intercambio seguro entre las áreas de control del SER, incluyendo los nuevos tramos y líneas de interconexión del proyecto SIEPAC que han entrado en operación en los países SER. Como resultado se han maximizado las capacidades del SER, en función de que las transacciones se realicen en el marco de los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER. Los estudios efectuados han sido:

- Estudio de actualización de los Esquemas de Control Suplementario (ECS) instalados en el SER.
- Estudio de máximas transferencias del sistema eléctrico regional para el primer semestre del 2013.
- Análisis de las condiciones operativas, control de voltajes y reactivos con el cierre de la línea de interconexión Guatemala- Honduras (Panaluya-San Buenaventura)
- Determinamos la viabilidad técnica para la operación del SER con la línea de interconexión Panaluya-San Buenaventura en servicio.
- Validación eléctrica del Predespacho Regional
- Identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2014

Finalmente, se efectuaron las instalaciones de 2 unidades PMU en las subestaciones Ahuachapán y 15 de septiembre, para el monitoreo dinámico del SER de América Central, Etapa I; el proyecto continúa en su segunda etapa, en la que se considera tener integradas en el centro de control del EOR las mediciones de 10 PMU.

2.3. Planificación de la Transmisión Regional

Entre los logros de planificación de la transmisión regional están los siguientes:

- Promoción y evaluación de la licitación pública internacional EOR-01-2013-GPO, para la adquisición del “Modelo Computacional para el Desarrollo de Estudios del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional establecido en el MER”, de acuerdo a los términos de referencia aprobados por la CRIE.
- Revisión de términos de referencia para la consultoría “Estudio de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación y Transmisión Regional de los Países de América Central”, promovida por la Unidad Ejecutora del proyecto SIEPAC, a través del Convenio de Cooperación Técnica “Segunda Etapa de la Consolidación del Mercado Eléctrico Regional de América Central” – Proyecto SIEPAC. ATN/OC-12388-RG.
- A partir de la entrada en vigencia del RMER en junio del 2013, se revisa y aprueban los programas de mantenimiento en forma semanal, para los elementos de la RTR de cada uno de los seis países que componen el SER.
- Integración, revisión y aprobación del programa de mantenimientos de la RTR programados para ejecutarse durante el año 2014.
- Seguimiento del desarrollo de la consultoría “Análisis y Determinación de los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión de la Red de Transmisión Regional del

Sistema Eléctrico Regional de los Países de América Central”.

- Apoyo al área de seguridad operativa para realizar la validación eléctrica del Predespacho Regional, para que cumpla las máximas transferencias definidas en el Estudio de Máximas Transferencias.
- Revisión y evaluación de los estudios técnicos solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), en consulta con los OS/OM y los Agentes Transmisores respectivos. Se revisaron las solicitudes de interconexión de las siguientes empresas: Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A -TRECSA- y Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación -ETCEE-INDE-.



Personal de la Gerencia de Planificación y Operación

2.4. Reuniones de Comités Técnicos Regionales

Comité Técnico para Red de Transmisión Regional (RTR)

- Revisar las premisas relacionadas con las bases de datos que se utilizarán para la ejecución de las simulaciones de los pasos de identificación de la RTR correspondiente al año 2014 (Agosto – Octubre 2013)
- Revisar los resultados de la aplicación del paso cinco de la metodología de identificación de los elementos que conformarán la RTR del año 2014 (noviembre 2014).



Reunión del CTSO sobre los Esquemas de Control Suplementarios - Octubre 2013.

Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO)

Las reuniones del CTSO tuvieron los siguientes objetivos:

Febrero 2013. Videoconferencia

- Revisar las Capacidades Operativas en los enlaces de interconexión entre áreas de control vecinas y su distribución conforme a las máximas transferencias entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional.
- Responder a las observaciones y analizar los resultados del estudio de máximas transferencias correspondientes al primer semestre del 2013.

Abril 2013. Videoconferencia

- Definir los criterios para establecer las contingencias múltiples que deban tomarse en cuenta en los análisis de máximas transferencias. 17/04/2013.

Mayo 2013. Videoconferencia

- Revisar la aplicación de los valores de máximas transferencias entre áreas de control en el Pre-despacho y re-despacho regional.
- Criterios para selección de contingencias múltiples para estudios de máximas transferencias en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
- Formato de Reporte de Contingencias en el SER de conformidad con el RMER.

Septiembre 2013. Videoconferencia

- Análisis del evento del 06- agosto-2013, disparo de la P.H Angostura (Costa Rica) y apertura automática del banco de transformación 400/230 kV de Los Brillantes (Guatemala). y Revisión del desempeño del Esquema de Desconexión de Carga por baja Frecuencia (EDACBF) evento del 6 de agosto 2013 a las 19:27.

Octubre 2013. Videoconferencia

- Realizar en coordinación con los OS/OM, un diagnóstico que permita identificar las causas técnicas específicas, que inciden en los actuales desvíos de energía de control, con el objeto de determinar los ajustes de parámetros y las medidas correctivas, y definir un plan de trabajo.

Noviembre 2013. Presencial

- Revisar la metodología para la Determinación de las Máximas Transferencias de Potencia entre Países del Sistema Eléctrico Regional (SER).

Noviembre 2013. Videoconferencia

- Revisar en conjunto con el equipo de trabajo de la firma consultora, Estudios Eléctricos SRL de Argentina y la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC, el plan de trabajo, información requerida y metodología, e iniciar el desarrollo de la etapa de diagnóstico de la consultoría sobre regulación secundaria de frecuencia.

2.5. Capacitaciones

- Técnicas de supervisión y uso del sistema SCADA regional, para la atención de la supervisión de la operación del SER.
- Uso del software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSS/E, para análisis de seguridad operativa con múltiples escenarios de operación.
- Entrenamiento sobre el uso de las herramientas computacionales para la ejecución del proceso de redespacho regional conforme el RMER.



Videoconferencia del CTSO sobre los estudios de Máximas Transferencias - Noviembre 2013.



Videoconferencia del CTSO sobre los estudios de Máximas Transferencias - Noviembre 2013.

3. GERENCIA DE SISTEMAS INFORMÁTICOS Y COMUNICACIONES



Esta gerencia es responsable de garantizar la correcta operación y el adecuado funcionamiento de la infraestructura informática y de las telecomunicaciones del EOR. Tiene el propósito de apoyar y facilitar el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la organización mediante la disponibilidad y el buen desempeño de los servicios tecnológicos.

Durante el año 2013 esta gerencia realizó las siguientes actividades:

3.1 Sistema SCADA/EMS Regional

- Administración, mantenimiento y actualización del Sistema SCADA/EMS Regional
 - Sintonización del Sistema SCADA/EMS Regional.
 - Diseño, Desarrollo e Implementación del Sistema Supervisión de los Desvíos de las Transacciones de Energía de Tiempo Real vs. Pre-Despacho. En este mismo Sistema, se desarrolló el Módulo de Cálculo de Energía y su respectivo almacenamiento histórico, efectivo para los principales Nodos del SER y habilitados en el MER, con el objeto de realizar la Supervisión de los Desvíos y contar con información de Energía horaria de respaldo a las Mediciones Comerciales para las transacciones del MER, para lo que se desarrollaron las interfaces y reportes necesarios, funcionalidades dictadas por el RMER.
 - Diseño y automatización de consulta de datos para identificar las violaciones de los límites en la carga de las Líneas y Transformadores de la RTR, con el propósito de evaluar el cumplimiento de los Criterios Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) en la Operación del SER.
 - Mantenimiento del Sistema de Información Indicativa Diaria Operativa del SER (SIDOS), con el objeto de generar Cálculos e Informes Estadísticos Indicativos
- Operativos del SER, relacionados a datos de Generación y Demanda de Potencia y Energía, utilizando los datos Históricos del SCADA/EMS Regional.
 - Optimización en la Administración y utilización del Contrato de Soporte con ALSTOM.
 - Mantenimiento de los servicios de Consola Remota instalados actualmente en los Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado (OS/OM).



Sistema SCADA/EMS Regional

3.2 Sistema Integrado de Información del Mercado Eléctrico Regional (SIIM):

- Soporte Informático continuo al proceso de Implementación del RMER y el PDC.
- Coordinación del proceso de sintonización de la Base de Datos Regional para la implementación del RMER y el PDC.
- Apoyo informático a los procesos técnicos y comerciales durante el periodo indicativo establecido por la CRIE, previo inicio del RMER.
- Soporte técnico a la infraestructura tecnológica del EOR para el SIIM, a los procesos y actividades que fueron parte del cronograma de trabajo para iniciar la implementación del RMER y el PDC en Junio 2013.
- Configuración de entorno fuera de línea, el cual incluye la creación de una Base de Datos con las mismas características de la Base de Datos Comercial en línea.
- Configuración e implementación de entorno SUBASTA, el cual incluye la creación de una Base de Datos con las mismas características de la Base de Datos Comercial. Este entorno se generó con el objetivo de realizar pruebas del Módulo de Subasta de Derechos de Transmisión en conjunto con las pruebas de los Módulos Predespacho, Posdespacho y Conciliación con respecto a la operatividad de los Contratos Firmes.
- Pruebas de mejoras desarrolladas en el SIIM destacando la mejora de Máximas Transferencias entre Áreas de Control.
- Apoyo para la creación de Entorno PUBLICACIÓN que es una base de datos de lectura con acceso de los OS/OM, Agentes del MER, entidades y organismos del sector eléctrico regionales y nacionales.
- Desarrollo e implementación del Módulo de Administración de Garantías, Cuentas por Cobrar y Liquidación del MER. Así mismo, se desarrolló e implementó el Módulo de Facturación. Todo lo anterior, complementario al Sistema SIIM y de acuerdo al RMER.
- Desarrollo e implementación del proceso e interfaz: Solicitudes de Revisión de las Conciliaciones Diarias en el MER con el RMER y el PDC, con el objeto de monitorear las solicitudes de revisiones que los OS/OM realizan al EOR sobre las Conciliaciones publicadas a través del Portal Web del EOR.
- Desarrollo de la interfaz para la Consulta de los Precios Nodales Ex antes y Ex post del MER implementado con el RMER y PDC en el Portal Web del EOR.
- Desarrollo y entrega de la herramienta de Balance de Flujos DC a los OS/OM utilizada en los procesos comerciales.



3.3. Sistema de Administración Comercial del MER (SACMER)

Durante el Primer Semestre de 2013, se realizaron actividades de mantenimiento al Sistema de Administración Comercial del MER con el RTMER; actividades orientadas a apoyar el cumplimiento de las funciones del Predespacho, Conciliación, Facturación y Liquidación. Se actualizó la Base de Datos Comercial; además, se administró el acceso remoto de los OS/OM y Agentes a la BD, y se realizaron respaldos periódicos de la misma.

3.4. Soporte Técnico, Telecomunicaciones y Servicio Web

- Atención de emergencias ante eventualidades en la infraestructura tecnológica y de telecomunicaciones, garantizando la disponibilidad 24 x 7.
- Coordinación y mantenimiento preventivo y correctivo de los componentes que integran los Servicios Tecnológicos del EOR.
- Cumplimiento de la continuidad, disponibilidad y fortalecimiento de los siguientes servicios críticos: Sistema SCADA/EMS Regional, Sistema SIIM, Sistemas de Telefonía IP Institucional y Regional, Enlaces dedicados de voz y datos con los OS/OM, y Servicios de Internet (Sistema Web y Correos Electrónicos).
- Administración y mantenimiento del Sistema de Videoconferencia del EOR y su respectivo soporte.
- Desarrollo de interfaz de reportes, mejoras y soporte, para el Sistema Administrativo Financiero (SAF).
- Administración y Mantenimiento del Sistema de Video Vigilancia, que implicó ampliar la instalación de cámaras en puntos estratégicos, con el objeto de mejorar la seguridad en la Institución, para los bienes activos.
- Soporte al personal del EOR y usuarios externos que asisten a reuniones presenciales en la sede.



Comunicaciones

- Administración y mantenimiento del Portal Web del EOR, reorganización de la información, incorporación de nuevas secciones de información del MER, y otras publicaciones.
- Divulgación y apoyo a eventos de capacitación.
- Diagramación de la Memoria de Labores EOR 2012.
- Soporte a las Gerencias para la realización de sus eventos y actividades

3.5. Proyectos Realizados:

- Implementación y administración de la tecnología de telecomunicación E1, para la ampliación y asignación de números directos con el objeto de mejorar el servicio de las telecomunicaciones en la institución y así brindar una mejor atención al usuario o cliente externo, facilitando una comunicación más directa. De igual forma, se implementó el Sistema IVR (contestadora automática en la PBX), con el propósito de brindar una mejor atención a los clientes.
- Implementación y administración de un nuevo y moderno Sistema de Grabación de Voz para las comunicaciones operativas, en cumplimiento del RMER.
- Se continuó con el desarrollo del Proyecto Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional (SMFSR). Se llevo a cabo la implementación de las telecomunicaciones dedicadas de datos entre las instalaciones del EOR y las subestaciones: 15 de Septiembre y Ahuachapán en donde se instalaron dos PMUs. Uno por cada subestación.

3.6. Capacitaciones:

- Se recibió el Taller Symantec Netbackup.
- Se participó en Talleres sobre uso del SIIM brindado a los OS/OM y Agentes.

4. COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA DE SUBASTAS DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN



Esta Coordinación se encargará de la gestión técnica y comercial asociada a la adjudicación de estos en el Mercado Eléctrico Regional, conforme a lo establecido en la regulación regional.

Durante el año 2013, el EOR realizó un conjunto de actividades y procesos, en el marco de la preparación previa para la implementación de las subastas de derechos de transmisión, entre las cuales se destacan las siguientes:

- a) Reforzamiento del recurso humano de la coordinación, con el objeto de contar con el personal que se encargará de las tareas técnicas y administrativas asociadas a dicha implementación.
- b) Reforzamiento de la infraestructura tecnológica del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) para lograr realizar pruebas a las herramientas informáticas desarrolladas para la ejecución de subastas de derechos de transmisión.
- c) Desarrollo de procedimientos y metodologías a utilizar en la aplicación de los diferentes procesos y actividades asociadas a las Subastas y a la administración de Derechos de Transmisión que establece la regulación regional. Se

ha contado con el apoyo de AID, a través de su consultor Tetrattech, para la revisión de aspectos relativos a la emisión de certificados de Derechos de Transmisión; tanto legales, como tributarios.

Adicionalmente, Durante el año 2013, esta Coordinación se encargó de dar seguimiento a los resultados de las consultorías en el desarrollo de contratos firmes en el MER y relativos a la asignación de Derechos de Transmisión, así como de la revisión de diferentes propuestas de la CRIE relativas a la implementación de los contratos firmes y asignación de Derechos de Transmisión.

A finales de 2013, esta coordinación participó directamente en la elaboración del Documento base de los Mecanismos para la administración, operación y aplicación de los Contratos Firmes de Corto Plazo solicitado por la CRIE al EOR, el cual se sometió a un proceso de consulta con el CDMER, la CRIE, los OS/OM, los Reguladores Nacionales y los Agentes del MER.



5. COORDINACIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS



Los esfuerzos de la Coordinación de Administración y Finanzas estuvieron orientados en el año 2013, principalmente en apoyar el proceso de implementación del MER y el Procedimiento de Detalle Complementario.

5.1. Administración de Garantías, Facturación y Liquidación del MER:

- Se implementó el proceso de facturación y liquidación con base en reglas definidas en el RMER y PDC, esta normativa establece cambios en la Administración de garantías, facturación y liquidación del MER, los cuales fueron implementados con éxito.
- Con el propósito de informar a los agentes y OS/OM de los cambios establecidos en el RMER y PDC, en los procesos de: administración de garantías, facturación y liquidación del MER. Se elaboró la guía de administración de las garantías, y el procedimiento de cobros y pagos en el MER, esta información fue presentada y puesta a disposición de los Agentes y OS/OM, a través de la página Web y reuniones presenciales y de video conferencia.
- En cumplimiento de la regulación regional vigente (RMER y PDC), se administró la garantía por agente.
- Se gestionó la recuperación de saldos incobrables, logrando regularizar gradualmente la liquidación, principalmente del Cargo Complementario, debido a la gestión directa del EOR con los agentes del MER. La reducción de los saldos por cobrar fue del 89.36%.



Reunión informativa sobre gestión de cobros y pagos establecidos en el RMER.



Presentación del Lic. Arturo Rivera sobre la gestión de cobro y pago establecidos en el RMER

5.2. Contratación de bienes y servicios

Para el año 2013 se realizaron las contrataciones necesarias con la oportunidad y la calidad requerida, con el objetivo de mantener en correcto funcionamiento todas las operaciones de soporte de la institución e impulsar proyectos estratégicos, tal como se detallan a continuación:

- Inicio del proceso para la contratación para el suministro del Modelo Computacional para el Desarrollo de Estudios del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional establecido en el RMER.
- Contratación de la Consultoría para la Evaluación de la factibilidad técnica de adecuación a la formulación matemática del predespacho y posdespacho regional del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).
- Servicios de mantenimiento de sistemas informáticos indispensables para la operación de los sistemas



Apertura del Proceso de licitación No. EOR-01-2013-GPO

SIIM y SCADA; mantenimiento de la infraestructura física informática; adquisición de nuevos equipos de comunicación como el sistema de grabación de llamadas y equipos para reforzamiento de la infraestructura informática.

5.3. Gestión financiera

Administración del presupuesto institucional, y manejo de los recursos de forma eficiente y transparente, lo cual fue respaldado por el informe de los auditores externos, BDO,

Figuroa Jiménez y los resultados de la auditoría realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

5.4. Mantenimiento de instalaciones

- Se ejecutó el plan de mantenimiento preventivo a las instalaciones y equipos en general, para contar con una infraestructura adecuada y garantizar el óptimo funcionamiento para el respaldo en la ejecución de los procesos técnicos, comerciales y administrativos.
- Se dio seguimiento a las pólizas de seguros: de equipo electrónico, de todo riesgo incendio y automotores; como una medida para la administración del riesgo ante eventos de fuerza mayor.
- Se inició el proceso de readecuación de las áreas de Staff.

5.5. Gestión del recurso humano

Se apoyó la administración del Talento Humano, la cual consiste en la planeación, organización, desarrollo y coordinación de la gestión de Recursos Humanos, para desarrollar y atraer las competencias que permitan la ejecución, consolidación y desarrollo de los procesos Técnicos, Comerciales y Administrativos.

Entre las actividades desarrolladas en la gestión del recurso humano se mencionan la siguiente:

- Reclutamiento, selección y contratación de personal.
- Desarrollo de competencia a través de la ejecución del

plan anual de capacitación, orientado principalmente a preparar al personal para la implementación del RMER y el PDC.

- Desarrollo de actividades para mejorar la integración del personal, mantener el buen clima institucional y fortalecer la cultura organizacional.
- Se administró la evaluación anual de desempeño del personal, la cual reportó un resultado sobresaliente para los profesionales del EOR.



Capacitación "Liderazgo en acción"



Taller para Gerentes y Coordinadores

5.6. Comunicaciones

Con el propósito de mantener informados a los Agentes del MER, respecto a las noticias del sector eléctrico de América Central y las actividades del EOR, se realizaron las siguientes actividades:

- Envío diario del monitoreo de noticias del sector eléctrico de América Central a: Junta Directiva del EOR, Organismos Regionales y Agentes del MER,
- Coordinación para la elaboración de la memoria de labores del año 2012.
- Seguimiento a las recomendaciones emanadas del estudio de imagen institucional 2012.



Monitoreo Noticioso



6. ASUNTOS JURÍDICOS



La oficina de Asuntos Jurídicos, proporciona asesoría y asistencia en materia de su competencia a los órganos superiores y demás unidades organizacionales, con el objeto de proteger los intereses del EOR, atendiendo todo lo relacionado con el aspecto jurídico, verificando que los actos que realiza el EOR, sean conforme a sus atribuciones y de acuerdo a la correcta aplicación del Tratado Marco y sus protocolos, normas, reglamentos y procedimientos establecidos en la regulación regional vigente del MER



Oficina de asuntos Jurídicos del EOR



Apoyo jurídico durante reuniones de trabajo.

7. ACONTECIMIENTOS IMPORTANTES

Primer predespacho regional conforme al RMER y PDC

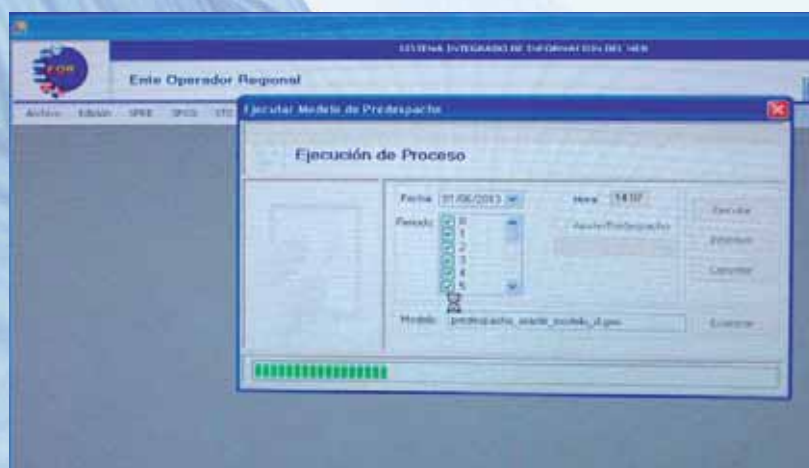
El Ente Operador Regional (EOR), realizó el día 31 de mayo de 2013, el primer predespacho regional conforme al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), derogando el Reglamento Transitorio del MER (RTMER).

El predespacho regional consiste en la Programación de las transacciones de energía en el MER y de la operación del sistema eléctrico para el día siguiente, de los países de América Central.

Luego de ejecutar dicho proceso, el Ing. René González, director ejecutivo del Ente Operador Regional, expresó su

satisfacción al ver materializado el esfuerzo de varios años de trabajo coordinado con los Operadores de Sistema y Operadores de Mercado (OS/OM), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el EOR; por tanto, felicitó al personal en nombre de la Junta Directiva del EOR, por el esfuerzo, la motivación y el compromiso que toda la institución asumió en el proceso de implementación.

El RMER y PDC es la normativa que rige la operación y administración del Mercado Eléctrico Regional.



Ingeniero René González realizando el primer predespacho regional con el RMER y PDC.



Equipo de trabajo del Ente Operador Regional



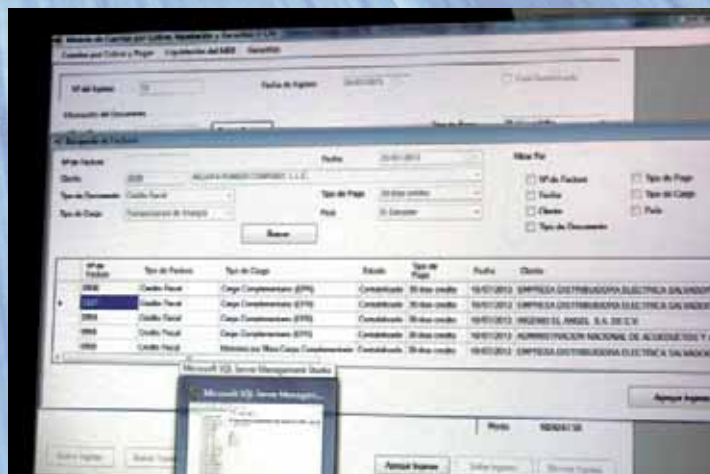
Equipo de la Gerencia Comercial y la Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones

Primera Liquidación y facturación del MER conforme al RMER y PDC

El día 25 de julio de 2013 se llevó a cabo la primera liquidación y facturación de las transacciones comerciales en el MER. La cual se llevó a cabo con éxito.



Equipo de la Coordinación de Administración y Finanzas



Sistema de Liquidación y Facturación

8. TALLERES

Taller de Trabajo “El RMER y su PDC aplicado por el EOR”

En abril de 2013 se realizó reunión de trabajo presencial con funcionarios de los OS/OM y el EOR, con el objetivo de ampliar y fortalecer los conocimientos sobre el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Procedimiento de detalle Complementario al RMER (PDC) y el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM). La reunión se desarrolló durante los días 22 y 26 de abril de 2013.



Interacción entre los representantes de los OS/OM y el EOR en el Taller de Trabajo “El RMER y su PDC aplicado por el EOR”.

Taller regional de interfaces regulatorias, Mercado Eléctrico Regional (MER)-Mercados Eléctricos Nacionales (MEN)

Los días 10 y 11 de octubre de 2013, se desarrolló el taller de interfaces regulatorias, en el marco de la consultoría “Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia”, que ejecutó la empresa consultora Tetra Tech. Este taller estuvo dirigido a representantes de: los OS/OM y las entidades regulatorias de cada país, con la participación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Consejo Director del MER (CDMER) y consultores de USAID/TETRATECH.

El taller tuvo como objetivo que, cada OS/OM compartiera su experiencia en el desarrollo de las interfaces regulatorias, armonización de las regulaciones nacionales con la regional, en lo relacionado a: Predespacho, Conciliación de las Transacciones, Expansión de la transmisión, los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión. Para identificar barreras y proponer soluciones que limiten las transacciones en el MER, para lo cual han analizado las regulaciones nacionales y en particular las interfaces desarrolladas en cada país para adecuar las respectivas regulaciones nacionales a la regional.



Palabras de inauguración a cargo del Presidente de la Junta Directiva del EOR Ing. Luis Herrera.



Miembros de la Junta Directiva del EOR Ing. Luis González, Ing. Luis Herrera (Presidente), Ing. Gustavo Chávez e Ing. René González (Director Ejecutivo).



Miembros de la empresa consultora TETRATECH, Alfonso Rodríguez, Ignacio Rodríguez, Luis Scholand.



Participantes del Taller: René Barrientos (ENEE), Mauricio Castro (Consultor), Marcello Estrada (CNEE), Práxides Herrera y José Vergara (ETESA).



Ponencia sobre las Interfaces Nacionales de Costa Rica a cargo del Ing. Salvador López (ICE)



Participación de Eduardo Bernardotti y de Luis Scholand de la empresa TETRATECH

9. REUNIONES INSTITUCIONALES REGIONALES

Reunión AMM, CRIE y EOR

Reunión con el AMM, CRIE y EOR con el fin de aclarar al AMM observaciones relacionadas con el proceso de implementación del RMER y el PDC durante el período indicativo



Presentación del EOR sobre el proceso de implementación del RMER y el PDC.



Participación del Ing. Luis Herrera (AMM).

Reunión CRIE y EOR

Revisión de los resultados del Predespacho, Conciliación, facturación y liquidación, previo inicio del RMER y PDC.



Ing. Mauricio Contreras (CRIE), Lic. Fernando Álvarez (CRIE), Ing. Rodolfo Herrera (EOR) e Ing. Martín Sánchez (EOR).



Presentación del EOR a la CRIE.

10. VISITAS OFICIALES



Participación de Anna Shpitsberg (Global Power Sector Program Manager)



Visita del Departamento de Estado de EE.UU.

En el Marco de la asistencia técnica para preparar alternativas de propuestas regulatorias para la operación comercial y técnica de los enlaces regionales se llevaron a cabo reuniones entre el departamento de estado del gobierno de los Estados Unidos y el EOR.



Natasha Keith Vidangos (oficial de energía para América Latina) y Robert Ichord (Subsecretario de Estado).



Ing. Marlon Castillo, Anna Shpitsberg, Paul Hueper e Ing. René González



Funcionarios del Departamento de Estado y del EOR



Reunión presidida por el Ing. Luis Herrera (Presidente Junta Directiva EOR) e Ing. Rony Aguilar (Presidente del CDMER).



Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia

En Noviembre de 2013, se llevó a cabo la reunión de coordinación del CDMER, la CRIE y el EOR con la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), para conocer el desarrollo y perspectivas del Proyecto “Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia”.

El propósito de la Iniciativa es crear un mejor clima de inversión que impulse el desarrollo e implementación de proyectos con fuentes renovables y que contribuya a reducir el consumo de energía en Centroamérica mediante programas sostenibles de eficiencia energética, aportando así en la reducir las emisiones de CO_2e y el Cambio Climático.

El ámbito de este proyecto abarca los países de América Central y se espera que finalice en el año 2017.



Presentación de la Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia



Ing. Alfonso Rodríguez (Tetra Tech), Lic. Edgar Escalante (Embajada Americana), Moses An (Embajada Americana) e Ing. Orlando Altamirano (USAID)



Ing. Rony Aguilar (CDMER), Ing. Edgardo Calderon (CDMER), Ing. Giovanni Hernández (CRIE) y Lic. Edgar Navarro (CDMER).



Dr. Juan Daniel Alemán (Secretario SICA, 2013), Ing. Gustavo Chávez, Ing. René González.



Visita de la SG-SICA al EOR

En Mayo de 2013 el Ente Operador Regional (EOR) recibió en su sede, la visita del Secretario General del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), doctor Juan Daniel Alemán. Dicha acción pone de manifiesto la cercanía y el apoyo de dicho organismo, a las operaciones que realiza el EOR en el sector eléctrico regional.

En dicha visita, el Secretario General mencionó que el tema eléctrico es un punto de mucha relevancia para la integración regional específicamente en la parte energética.



Lic. Carlos Manuel Echeverría (Director de Comunicaciones del SICA), Dr. Juan Daniel Alemán, Ing. Gustavo Chávez e Ing. René González.



Presentación del Sistema SCADA/EMS Regional.



Presentación del Sistema SCADA/EMS Regional.



Visita del Consejo Nacional de Energía

El Ente Operador Regional recibió la visita del Consejo Nacional de Energía en mayo de 2013, para dar a conocer los avances del Mercado Eléctrico Regional (MER) con el reglamento del MER y el Procedimiento de Detalle Complementario.



Presentación del Sistema SCADA/EMS Regional al Ing. Luis Reyes (Secretario Ejecutivo del CNE).



Por parte del EOR Ing. Gustavo Chávez, René González, e Ing. Rodolfo Herrera.



Por parte del CNE Ing. David Murcia, Ing. Georgina de Flores e Ing. Luis Reyes

ESTADÍSTICAS DEL MER 2013



9. ESTADÍSTICA DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

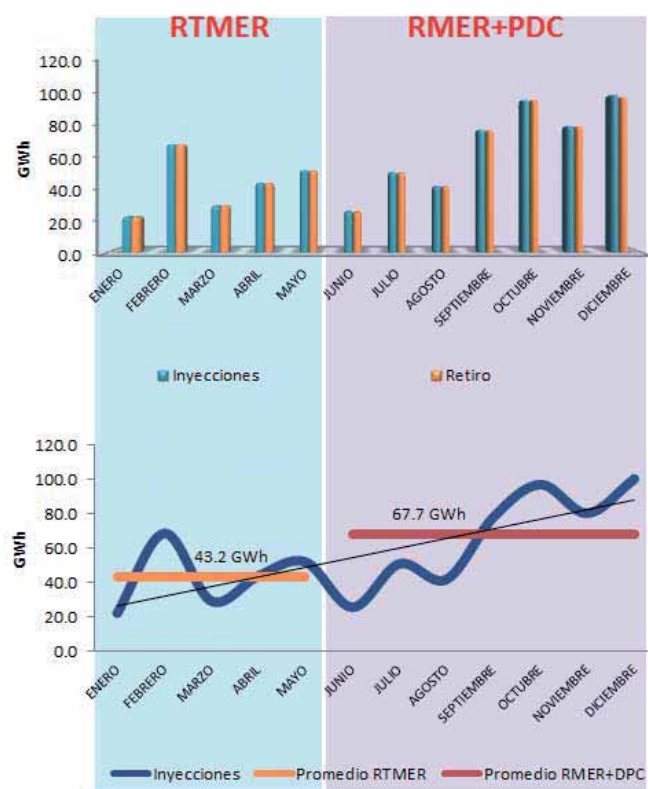
Inyección y Retiro de energía en el MER (GWh), detalle mensual RTMER y RMER+PDC

Durante los meses de enero a mayo de 2013, el reglamento vigente para la operación y administración del Mercado Eléctrico Regional (MER), fue el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER).

A partir del 01 de junio de 2013, el reglamento vigente que rige la operación y administración del Mercado Eléctrico Regional, es el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (RMER+PDC).

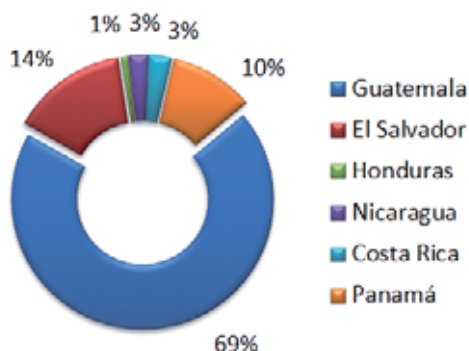
El RMER+PDC es un reglamento que considera las pérdidas del sistema de transmisión, por lo cual las inyecciones programadas de energía en el MOR resultantes del predespacho regional serán igual a los retiros programados de energía en el MOR mas las perdidas del sistema de transmisión.

Los datos estadísticos muestran que a partir de la implementación del RMER+PDC, el promedio de las inyecciones programadas en el MER (67.7 GWh) ha incrementado un 56% respecto al promedio de inyecciones programadas bajo el RTMER (43.2 GWh).

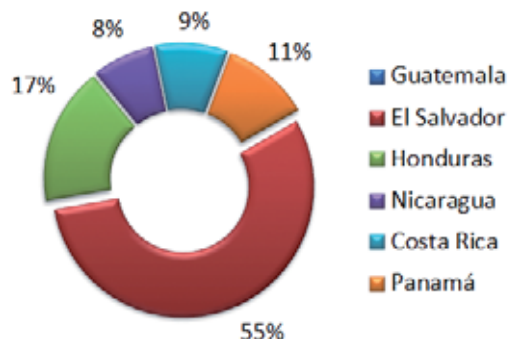


Inyección y Retiro de energía en el MER (%), detalle por país

Durante el periodo de enero a diciembre de 2013, el total de energía neta comercializada fue de 690.3 Gigavatios-Hora. El país que reflejo el mayor volumen de ventas al Mercado Regional fue Guatemala (69.3%), seguido por El Salvador (14.3%).



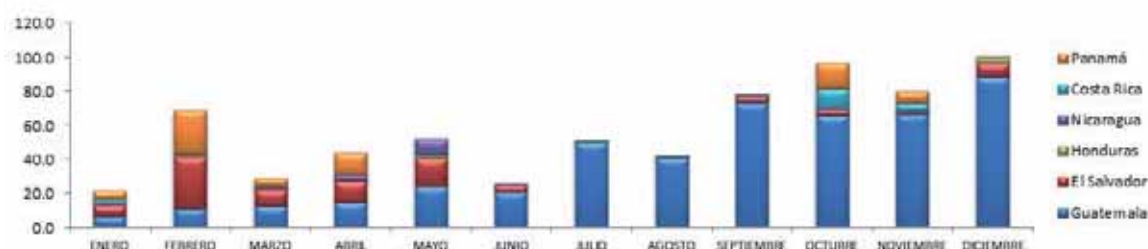
Por el lado de las compras de energía, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de la región: compro 55.6% de energía; seguido por Honduras, con 17.0%. Además, Honduras fue el país que menos vendió en la región (0.9%) y Guatemala el que menos efectuó compras en el MER (0.0%).



Inyección de energía en el MER (GWh), detalle mensual por país

En el mes de Diciembre de 2013, Guatemala inyectó la mayor aportación de energía a la región con 88.6 GWh. Honduras fue el país que menos Inyección total aportó a la región durante el 2013 con 6.1 GWh.

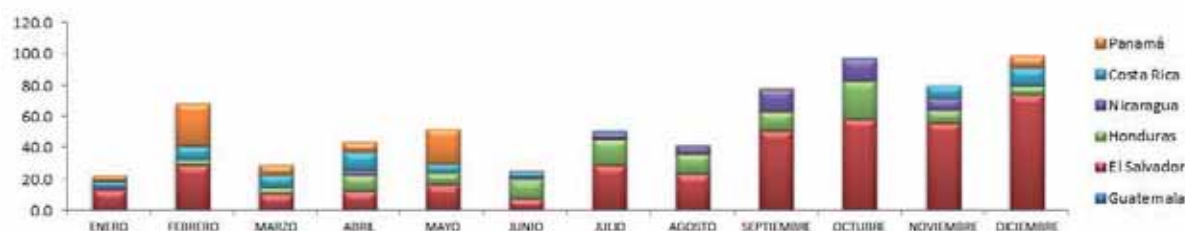
| Mes/País | GUA | ELS | HON | NIC | CRI | PAN | Total |
|--------------|--------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Enero | 7.3 | 6.8 | 0.0 | 0.5 | 2.4 | 5.3 | 22.2 |
| Febrero | 11.9 | 29.7 | 1.1 | 0.5 | 0.0 | 25.5 | 68.7 |
| Marzo | 12.9 | 10.4 | 0.0 | 1.3 | 0.0 | 4.7 | 29.2 |
| Abril | 15.0 | 12.5 | 0.2 | 3.4 | 0.0 | 12.7 | 43.9 |
| Mayo | 24.5 | 16.4 | 1.8 | 9.4 | 0.0 | 0.0 | 52.1 |
| Junio | 21.1 | 4.3 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 25.6 |
| Julio | 50.1 | 0.1 | 0.3 | 0.3 | 0.1 | 0.0 | 50.9 |
| Agosto | 40.7 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 41.8 |
| Septiembre | 73.7 | 4.1 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 78.0 |
| Octubre | 65.7 | 3.8 | 0.0 | 0.0 | 12.2 | 15.5 | 97.1 |
| Noviembre | 66.9 | 1.5 | 0.0 | 0.0 | 4.7 | 7.2 | 80.4 |
| Diciembre | 88.6 | 8.5 | 2.6 | 0.5 | 0.0 | 0.2 | 100.4 |
| Total | 478.2 | 98.9 | 6.1 | 16.2 | 19.7 | 71.2 | 690.3 |



Retiro de energía en el MER (GWh), detalle mensual por país

Respecto a los retiros de energía, el comportamiento mensual muestra que en el mes de diciembre 2013, El Salvador realizó el mayor retiro de energía de la región con 74.0 GWh.

| Mes/País | GUA | ELS | HON | NIC | CRI | PAN | Total |
|--------------|------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Enero | 0.0 | 13.5 | 0.0 | 1.4 | 3.7 | 3.6 | 22.2 |
| Febrero | 0.0 | 28.7 | 3.3 | 0.0 | 9.1 | 27.6 | 68.7 |
| Marzo | 0.0 | 11.0 | 3.6 | 0.0 | 7.7 | 6.8 | 29.2 |
| Abril | 0.0 | 12.5 | 9.9 | 3.5 | 11.4 | 6.6 | 43.9 |
| Mayo | 0.0 | 16.3 | 7.7 | 0.0 | 5.3 | 22.6 | 52.1 |
| Junio | 0.0 | 7.4 | 12.4 | 1.3 | 4.0 | 0.4 | 25.4 |
| Julio | 0.0 | 29.1 | 16.5 | 4.5 | 0.6 | 0.0 | 50.7 |
| Agosto | 0.0 | 23.3 | 12.7 | 5.6 | 0.0 | 0.0 | 41.6 |
| Septiembre | 0.0 | 51.3 | 11.9 | 14.0 | 0.2 | 0.3 | 77.7 |
| Octubre | 0.0 | 59.0 | 24.6 | 13.5 | 0.0 | 0.0 | 97.1 |
| Noviembre | 0.0 | 55.9 | 8.4 | 7.7 | 8.2 | 0.0 | 80.2 |
| Diciembre | 0.0 | 74.0 | 5.8 | 0.4 | 11.4 | 7.3 | 98.9 |
| Total | 0.0 | 382.0 | 116.8 | 52.0 | 61.5 | 75.2 | 687.6 |

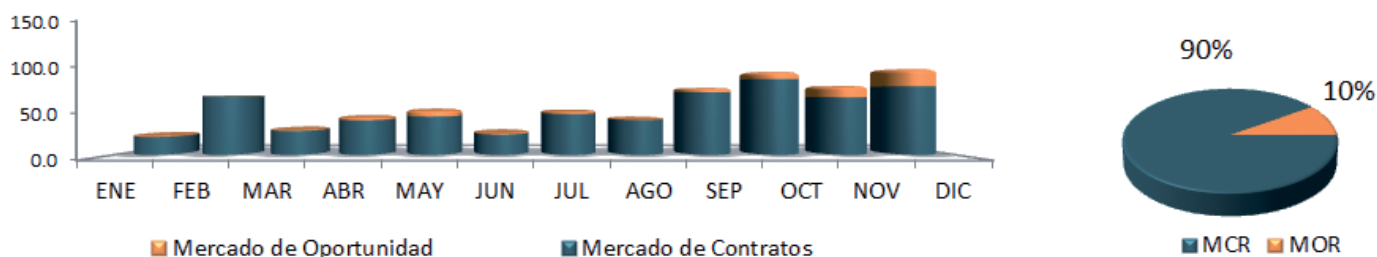


Inyección y Retiro de energía en el MCR Y MOR (GWh), detalle por país

La siguiente tabla contiene el resumen y detalle correspondientes a la energía comercializada (GWh) por país durante el año 2013.

| PAÍS | CONTRATO | | OPORTUNIDAD | | TOTAL GENERAL | |
|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|---------------|--------------|
| | INY | RET | INY | RET | INY | RET |
| GUATEMALA | 451.3 | 0.0 | 26.9 | 0.0 | 478.2 | 0.0 |
| EL SALVADOR | 87.9 | 361.7 | 11.0 | 20.4 | 98.9 | 382.0 |
| HONDURAS | 2.7 | 105.1 | 3.4 | 11.7 | 6.1 | 116.8 |
| NICARAGUA | 4.8 | 51.7 | 11.3 | 0.3 | 16.2 | 52.0 |
| COSTA RICA | 12.2 | 40.4 | 7.5 | 21.1 | 19.7 | 61.5 |
| PANAMÁ | 63.2 | 63.2 | 8.0 | 12.1 | 71.2 | 75.2 |
| TOTAL | 622.1 | 622.1 | 68.1 | 65.5 | 690.3 | 687.6 |

Tal y como lo indica la tabla anterior, un total de 622.1 GWh provienen de transacciones del Mercado de Contratos regional, que representa el 90% de las transacciones de inyección y retiro en el MER.


















Sentido del Flujo en la Red de Transmisión Regional 2013

El sentido predominante de la energía en la región es de Norte a sur.

La mayor magnitud de energía se presenta en la interconexión Guatemala – El Salvador.

| PAÍS | TOTAL GENERAL GWh | | TOTAL NETO GWh | |
|--------------|-------------------|--------------|----------------|--------------|
| | Inyección | Retiro | Inyección | Retiro |
| Guatemala | 478.2 | 0.0 | 478.2 | 0.0 |
| El Salvador | 98.9 | 382.0 | 0.0 | 283.2 |
| Honduras | 6.1 | 116.8 | 0.0 | 110.7 |
| Nicaragua | 16.2 | 52.0 | 0.0 | 35.8 |
| Costa Rica | 19.7 | 61.5 | 0.0 | 41.9 |
| Panamá | 71.2 | 75.2 | 0.0 | 4.0 |
| Total | 690.3 | 687.6 | 478.2 | 475.6 |

| | | |
|---|---|---|
| Guatemala | Flujo Neto | El Salvador |
|  |  |  |
| 478.2 GWh | 478.2 GWh | |
| El Salvador | Flujo Neto | Honduras |
|  |  |  |
| 283.2 GWh | 195.1 GWh | |
| Honduras | Flujo Neto | Nicaragua |
|  |  |  |
| 110.7 GWh | 84.3 GWh | |
| Nicaragua | Flujo Neto | Costa Rica |
|  |  |  |
| 35.8 GWh | 48.5 GWh | |
| Costa Rica | Flujo Neto | Panamá |
|  |  |  |
| 41.9 GWh | 6.6 GWh | 4.0 GWh |

■ Inyección neta por país
 ■ Retiro neto por país
 ■ Flujo neto entre países

En el flujo Neto no se incluyen emergencias o fallas de transmisión

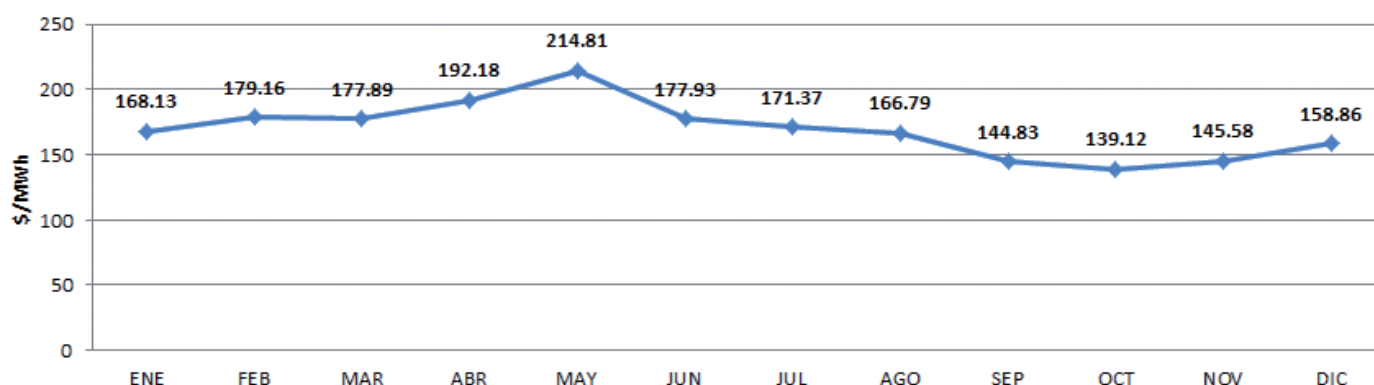
Promedio mensual de precios en el Mercado de Oportunidad (MOR)

Esta grafica refleja el promedio mensual de los precios de los nodos de la red de transmisión regional cuando hay mercado de oportunidad.

Se puede observar que el precio promedio mensual mas alto, corresponde al mes de mayo de 2013, con un valor de \$ 214.8/MWh.

Para calcular el promedio mensual a partir de junio de 2013 (bajo vigencia del RMER+PDC), se ha considerado el promedio mensual de los precios exente en el mercado de oportunidad.

Precios Promedio por mes



Nota: Se indican los precios promedio cuando se establecen transacciones en el mercado de oportunidad Regional (MOR).

10. SITIOS DE INTERÉS DEL SECTOR ELÉCTRICO



Administrador del
Mercado Mayorista
AMM
Guatemala
www.amm.org.gt



Unidad de Transacciones
El Salvador
www.ut.com.sv



Empresa Nacional de
Energía Eléctrica
ENEE • Honduras
www.enee.gob.hn



Centro Nacional de Despacho
de Carga
ENATREL
www.cndc.org.ni



Instituto Costarricense de
Electricidad
ICE
www.ice.go.cr



Empresa de Transmisión
Eléctrica
ETESA • Panamá
www.etesa.com.pa



Comisión Regional de
Interconexión Eléctrica
CRIE
www.crie.org.gt



Empresa Propietaria
de la Red
www.eprsiepac.com



Consejo de Electrificación
de América Central
CEAC
www.ceaconline.org



Sistema de la Integra-
ción Centroamericana
SICA
www.sica.int



Banco Interamerica-
no de Desarrollo
BID
www.iadb.org



Comisión Económica
para América Latina y
el Caribe
CEPAL
www.eclac.org



Comisión Federal de
Electricidad
CFE • México
www.cfe.gob.mx



Interconexión
Eléctrica S.A.
ISA • Colombia
www.isa.com.co



Proyecto Mesoamérica
www.proyectomesoamerica.org



Interconexión Eléctrica
Colombia-Panamá S.A.
ICP
www.interconexioncp.com



Diagonal Universitaria, entre 25 Calle Poniente y
17 Avenida Norte, Colonia Layco.
San Salvador, El Salvador. América Central.
PBX: (503) 2245-9900 Fax: (503) 2208-2368