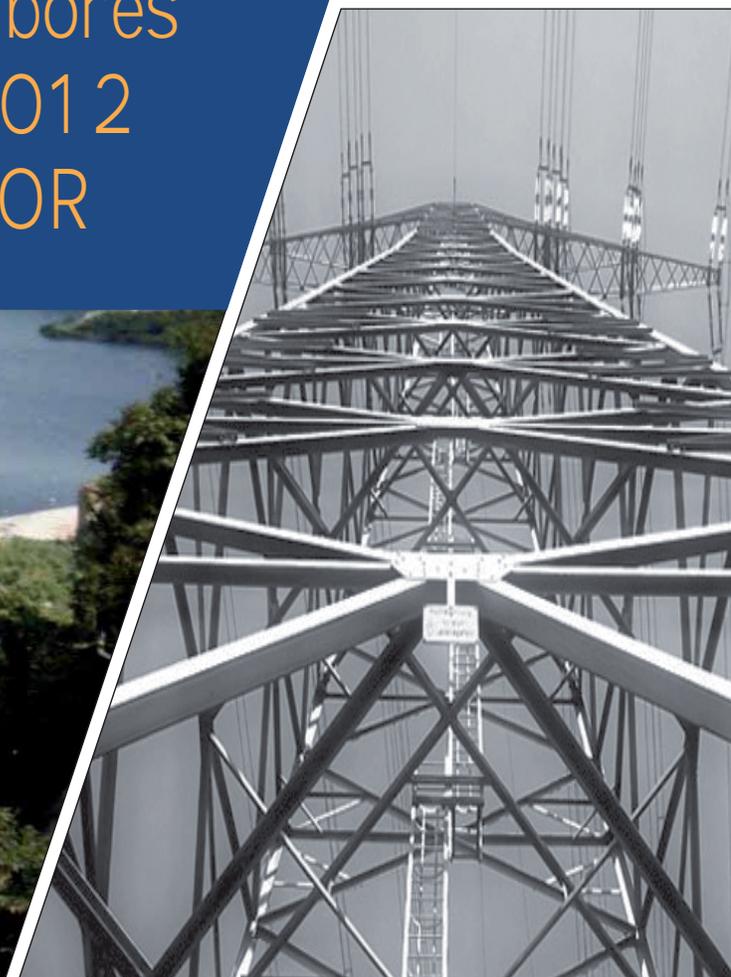


Memoria de
labores
2012
EOR





Publicación del
Ente Operador Regional - EOR
Junio de 2013

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

Parque Eólico La Fe - San Martín

Tabla de contenido

Siglas	4
Presentación	5
Mensaje del presidente	6
Junta Directiva del EOR	8
Personal del EOR	10
Organigrama del EOR	12
Staff EOR	13
Misión, visión y valores	13
El Mercado Eléctrico Regional (MER).....	14
- Qué es el Mercado Eléctrico Regional (MER)	14
- Objetivos	14
- Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).....	14
- Organismos regionales	15
- El Ente Operador Regional y la operación del MER.....	15
1- Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC) ...	16
2- El Sistema Integrado de Información del MER (SIIM)	16
Gerencia de Planificación y Operación	18
Gerencia Comercial.....	22
Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones	26
Coordinación de Administración y Finanzas	30
Coordinación Administrativa de Subastas de Derechos de Transmisión	34
Eventos Institucionales.....	34
- Taller "Normativa de Detalle Complementaria en la Implementación Gradual del RMER"	34
- Capacitación "Análisis de Proyectos de Generación y Transmisión utilizando el Modelo SDDP"	34
- Taller "Procesos Operativos para la Realización de Predespacho Regional"	35
- Taller "Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) para OS/OM"	35
Estadística del Mercado Eléctrico Regional.....	36
Sitios electrónicos de interés	40

Siglas

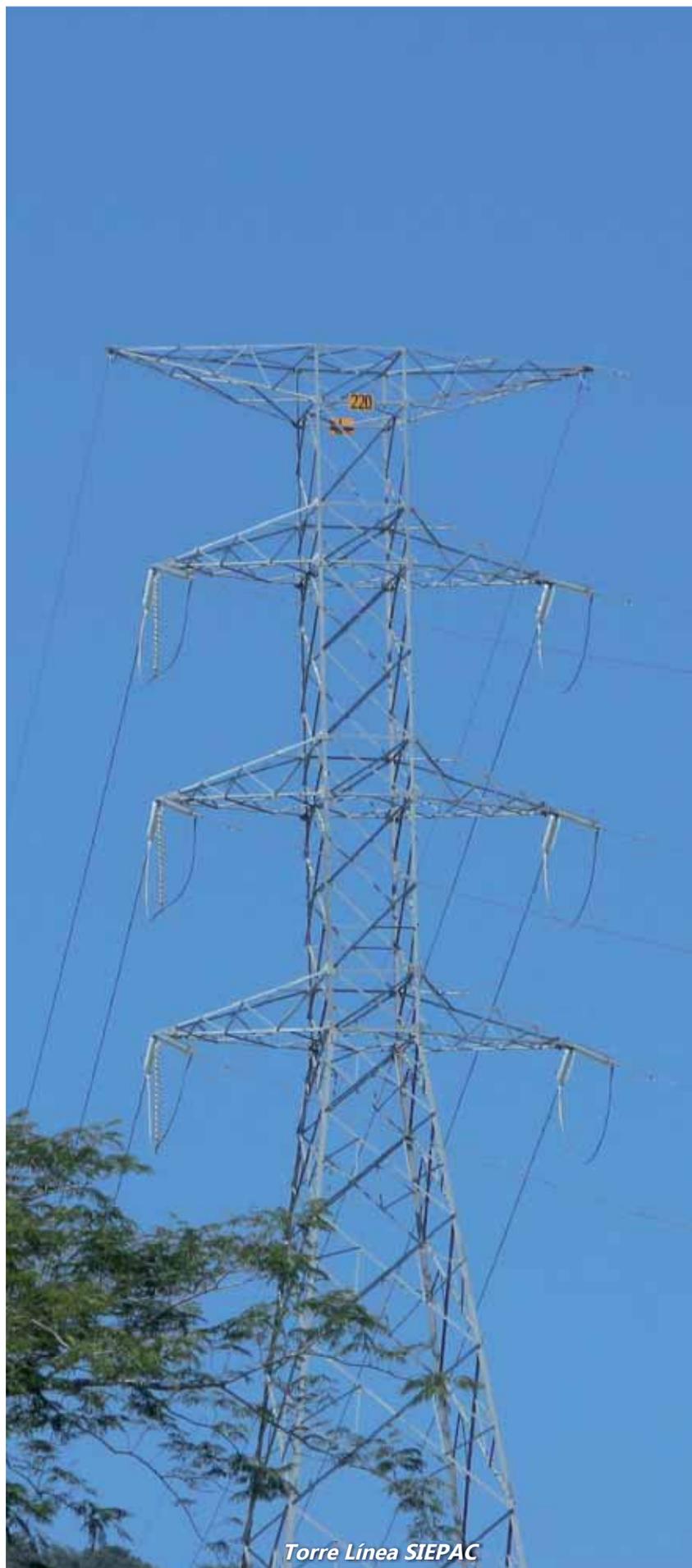
AMM	Administrador del Mercado Mayorista	PMU	<i>Phasorial Measurement Unit</i> (Unidad de Medición Fasorial)
BD	Base de Datos	PSS/E	<i>Power System Simulation for Engineering</i> (Simulador de Sistemas Eléctricos de Potencia)
CDMER	Concejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional	RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía	RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
CND	Centro Nacional de Despacho	RTR	Red de Transmisión Regional
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga	SACMER	Sistema de Administración Comercial del MER
CRCT	Centro Regional de Coordinación de Transacciones	SADT	Sistema de Administración de Subastas de Derechos de Transmisión
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica	SAF	Sistema de Administración Financiera
CTC	Comité Técnico Comercial	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)
CTPO	Comité Técnico de Planeamiento Operativo	SCURTR	Sistema de Cargos por el Uso de la RTR
CTRTR	Comité Técnico de la Red de Transmisión Regional	SDDP	<i>Stochastic Dual Dynamic Programming</i> (Simulador de Programación Dinámica Estocástica)
CTSO	Comité Técnico de Seguridad Operativa	SER	Sistema Eléctrico Regional
CVT	Cargos Variables de Transmisión	SICA	Sistema de Integración Centro Americana
DT	Derechos de Transmisión	SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
DTER	Documento de Transacciones Económicas Regionales	SIIM	Sistema Integrado de Información del MER
ECS	Esquemas de Control Suplementario	SIMECR	Sistema de Medición Comercial Regional
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica	SMFSR	Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica	SOTMER	Sistema para la Operación Técnica del MER
EOR	Ente Operador Regional	SPOS	Sistema de Posdespacho
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	SPRE	Sistema de Predespacho
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad	STC	Sistema de Transacciones Comerciales
IP	<i>Internet Protocol</i> (Protocolo de Internet)	STMER	Sistema de Información para la Transmisión del MER
MER	Mercado Eléctrico Regional	UT	Unidad de Transacciones S.A. de C.V.
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera		
OS/OM	Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado		
PDC	Procedimiento de Detalle Complementario al RMER		

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 de las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, y luego ratificado por las respectivas Asambleas Legislativas de cada país.

En la presente memoria de labores, el Ente Operador Regional, pretende reflejar los importantes avances que se han realizado en la implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), instrumento fundamental para la integración eléctrica de América Central; así como también, el desarrollo y desempeño del EOR.

En una lógica deductiva, se muestran cuatro apartados principales: I. Definición, objetivos y actores del MER; II. Las acciones del EOR representadas en dos importantes procesos para la implementación del RMER: a) El Procedimiento de Detalle Complementario (PDC) y b) El Sistema Integrado de Información del Mercado (SIIM); III. Las principales actividades y logros de las áreas, los talleres de capacitación efectuados y IV. La información estadística de interés sobre el Mercado Eléctrico Regional durante el año 2012.



Torre Línea SIEPAC



Ing. Gustavo Napoleón Chávez
Presidente EOR

Mensaje del Presidente

Estimados amigos:

Durante el año 2012 el Ente Operador Regional (EOR) ha trabajado coordinadamente con la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y los Operadores del Sistema y Operadores del Mercado (OS/OM) en la identificación, desde el punto de vista regulatorio y técnico, de los elementos relevantes para facilitar la implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Para implementar este reglamento se trabajó de forma coordinada en una herramienta administrativa y regulatoria denominada "Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC)", la cual constituye una etapa intermedia hacia la integración eléctrica regional prevista en la implementación plena del MER.

Con la puesta en marcha del RMER se busca optimizar el uso de toda la infraestructura eléctrica de la región a través de un séptimo mercado, el cual funcionará mediante un Sistema Integrado de Información de Mercado (SIIM), diseñado para coordinar y administrar la operación comercial del MER, según lo establecido en el RMER y PDC. Para ello, ha sido necesario compatibilizar las interfaces regulatorias de cada mercado nacional con la regional.

A través de esta herramienta, los agentes podrán ejecutar contratos u ofertar en oportunidad de la energía disponible entre países —áreas de control—, para que los recursos de generación, en cualquier país de la región, puedan responder al crecimiento de la demanda de otros y a la de sus propias necesidades energéticas, a precios más convenientes, lo cual supone un beneficio para toda la región.

Estamos pasando de una normativa transitoria (RTMER) a una más permanente (RMER y PDC). Dicha transición no ha sido fácil, sin embargo, mediante el trabajo coordinado que el EOR ha realizado a través de su Junta Directiva, su Director Ejecutivo, sus gerentes y todo el personal de la institución, se han logrado entendimientos para la aplicación de la nueva normativa, que ofrece mejores condiciones para fortalecer la integración regional y el crecimiento y desarrollo gradual del MER.

Todo este proceso se ha acompañado del desarrollo de la infraestructura de transmisión, del fortalecimiento

de la línea SIEPAC (completada en un 98%) y de los proyectos de refuerzo interno que cada país impulsa para soportar, a través de las redes eléctricas nacionales, todos los intercambios posibles y convenientes a nivel regional.

Entre los retos para el corto plazo están: consolidar la operación con la aplicación del RMER y PDC y estabilizar las operaciones de mercado según este nuevo reglamento, lo que incentivará un mayor intercambio comercial entre los países de la región. En el mediano plazo, se espera iniciar la implementación de Contratos Firmes y Subasta de Derechos de Transmisión, necesarios para el establecimiento de los contratos de energía firme entre los países. De manera similar, se visualiza la construcción de plantas de generación regional, además de la planificación de la generación y transmisión regional de mediano y largo plazo.

Los retos para el largo plazo están enfocados en la incorporación de las interconexiones extrarregionales al Mercado Eléctrico Regional. Para ello, se debe afinar una metodología que permita a los enlaces extrarregionales interactuar eficazmente con todo el mercado regional. En el caso de México, se encuentra en proceso una revisión para optimizar la interacción con la región; y, en el caso de Panamá, la experiencia que se tiene con México será un recurso importante para diseñar un enlace extrarregional con Colombia, que atienda los intereses de todas las partes.

Finalmente, quiero agradecer la apertura y colaboración brindada al EOR para el desempeño de sus responsabilidades por el Consejo Director del MER (CDMER); la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE); la Empresa Propietaria de la Red (EPR), los OS/OM y los equipos de trabajo que se han conformado en cada uno de los países y, por supuesto, el trabajo esforzado y efectivo de todo el personal del EOR, el cual ha sido fundamental para definir, enfilear y concretar este proceso.

Estamos optimistas por el trabajo realizado a la fecha, producto de todos los involucrados, el cual nos llevará, en un plazo previsible, a la verdadera integración eléctrica centroamericana, la cual tiene como objetivo lograr el desarrollo y bienestar de la región.

Ing. Gustavo Napoleón Chávez
Presidente EOR

Junta Directiva del EOR 2012



De izquierda a derecha:

Ing. Harmodio Araúz Aguirre (Panamá), Ing. Marco Cordero Gamboa (Costa Rica), Ing. Rodolfo López Gutiérrez (Nicaragua), Ing. Gilberto Ramos Dubón (Honduras), Dra. Ivanova Ancheta Alvarado (Guatemala), Ing. Gustavo Chávez Munguía - Presidente Junta Directiva EOR - (El Salvador), Ing. Karla Hernández Saucedá (Honduras),



Ing. Luis Herrera Gálvez (Guatemala), Ing. Luis González Paredes (El Salvador), Ing. Martín Schaffer Pichardo (Nicaragua), Ing. Salvador López Alfaro (Costa Rica) Ausente: Ing. Eduardo De La Guardia Arango (Panamá)

Personal del EOR



De izquierda a derecha:

Primera fila :

Lic. Arturo Rivera, Ing. Marlon Castillo, Ing. René González (Director Ejecutivo), Ing. Rodolfo Herrera, Ing. José Hernández, Ing. Bili Martínez

Segunda fila :

Ing. Carolina Jerez, Licda. Verónica Berrios, Licda. Claudia Cárcamo de Cañas, Licda. Violeta Barberena, Srita. Evelyn Flores, Licda. Tatiana Monge, Licda. Beatriz Trujillo, Licda. Jenny Castro de Rivas, Srita. Karla Ramirez, Licda. Aura Gutiérrez, Srita. Jimena Miranda, Ing. Juan Rivas



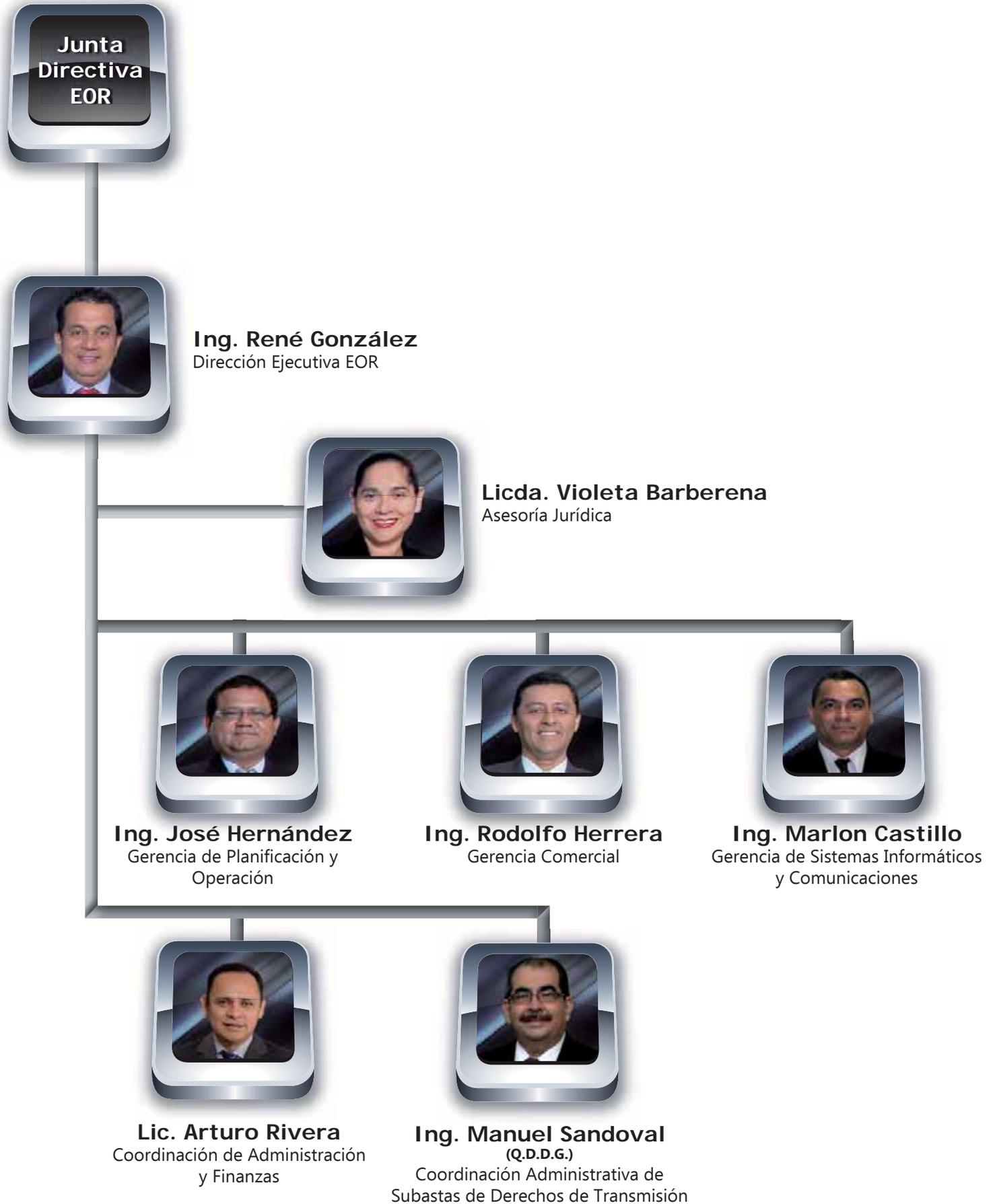
Tercera Fila :

Ing. Martín Sánchez, Ing. Marco Alvarenga, Ing. José Aguilar, Ing. Galileo Solórzano, Ing. Daniel Polanco, Ing. Marlon Trigueros, Ing. Juan López, Ing. Boris Zúñiga, Lic. Antonio Durán, Ing. Moisés Tinoco, Ing. German Aguilar

Cuarta Fila :

Sr. Pedro Ramos, Ing. Héctor Reyes, Ing. Félix Luque, Ing. Martín Vela, Ing. Roberto Linares, Ing. Sergio Valle, Ing. Christian Muñoz, Ing. Dennis Posadas, Ing. Juan José Chinchilla, Ing. Ricardo Herrera, Ing. Héctor Carrillo.

Organigrama del EOR



Staff EOR



De izquierda a derecha:

Ing. Bili Martínez, Ing. Marlon Castillo, Lic. Arturo Rivera, Ing. Rody Zelaya, Ing. René González (Director Ejecutivo), Srta. Evelyn Flores, Licda. Violeta Barberena, Ing. Rodolfo Herrera e Ing. José Hernández.

Misión, visión, 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.

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.

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, basados en contratos de mediano y largo plazo entre los agentes del mercado.

El MER tiene como propósito 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).



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.

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.

Organismos regionales

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

El Ente Operador Regional y la operación del MER

El EOR es un organismo adscrito al Sistema de Integración centroamericano (SICA). El EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE.

Las funciones del EOR son:

- 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 es dirigido 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.

Dentro de las funciones que el EOR desempeña está, la coordinación técnica y comercial del MER y la RTR en conjunto con los OS/OM.

Parte fundamental de esta coordinación son los Comités Técnicos Regionales conformados por los OS/OM y el EOR.

Coordinación de la operación técnica y comercial



Comités técnicos operativos



En cumplimiento de estos objetivos y funciones, el EOR ha realizado las actividades necesarias para la implementación del RMER, normativa que contribuirá a la integración eléctrica regional. Durante el año 2012 se lograron importantes avances que permitirán que este reglamento pueda iniciar en el año 2013. Entre los productos obtenidos mediante las actividades realizadas se destacan:

1. Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC)

Creado con el objeto de establecer una normativa complementaria al RMER y facilitar su implementación inicial, debido a que los sistemas de medición comercial de los países de la región presentaban limitaciones que no permitían su implementación.

Estas limitaciones se identificaron a través de una consultoría realizada por la empresa Multiconsult en el año 2010 y que incluyó la revisión de los sistemas de medición comercial de los países de la región y, a la vez, la revisión de los nodos de la RTR, concluyéndose que los sistemas no cumplían con los requisitos técnicos del RMER.

En consecuencia, el EOR, mediante su Junta Directiva, solicitó a la CRIE emitir una resolución regulatoria que permitiera responder a las limitantes encontradas en los sistemas de medición comercial de cada país. En respuesta, dicho organismo, en su resolución CRIE-P-03-2012 de febrero de 2012, resolvió acceder parcialmente a lo solicitado por el EOR y otorgó 60 días para la elaboración completa del sistema y de los procedimientos necesarios, así como los resultados de las pruebas y simulaciones.

Con base en esta resolución, el EOR generó una propuesta de procedimiento normativo para implementar el RMER considerando las limitaciones en los sistemas de medición comercial de los países. La propuesta en mención fue presentada a los OS/OM durante tres talleres realizados en los meses de abril y mayo de 2012, con los cuales el procedimiento propuesto resultó enriquecido.

En el mes de mayo la Junta Directiva del EOR revisó y aprobó la normativa de detalle complementario y, en el mes de junio, se presentó ante la Junta de Comisionados de la CRIE para su aprobación.

En el mes de julio, mediante resolución CRIE-P-09-2012, la CRIE aprobó el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC), otorgando un plazo de 36 meses para que el Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) esté en condiciones de cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el RMER.

2. Sistema Integrado de Información del MER (SIIM)

Este sistema es un desarrollo tecnológico con el cual el EOR realizará, coordinará y administrará la operación comercial del Mercado Eléctrico Regional (MER), según lo establecido en el Reglamento del MER y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC).

Durante el año 2012, se contrató el desarrollo de dos conjuntos de mejoras al SIIM. La primera fue: adecuar el Sistema a lo establecido en el PDC, dado su carácter de reglamentación complementaria del RMER y, la segunda fue: el desarrollo de complementos para la implantación del SIIM.



Taller Normativa de Detalle



Taller del SIIM

En octubre de 2012, se inició la puesta en operación comercial del SIIM y, para optimizar los procesos requeridos en esta etapa, el EOR contrató el soporte y mantenimiento del sistema.

Los procesos a realizar con el SIIM son entre otros, el predespacho regional, el posdespacho regional, la conciliación de transacciones y cargos del MER, la ejecución y administración de Subastas de Derechos de Transmisión. Este sistema posee las interfaces hombre-máquina que permiten el intercambio periódico de información entre el EOR, los OS/OM y los Agentes, lográndose la aplicación correcta del RMER y el PDC.

En diciembre 2012, fecha en la que fueron iniciadas pruebas controladas de procesos técnicos y comerciales utilizando este sistema para la coordinación, intercambios, publicación de información, ejecución de predespachos, posdespachos y conciliación diaria de transacciones regionales, de acuerdo a lo normado en el RMER y PDC. Durante las pruebas se contó con soporte y mantenimiento remoto-presencial para posibilitar que el desarrollador del sistema pudiera atender en línea las incidencias que se presentaron durante las pruebas.

Para el desarrollo de las pruebas controladas, el EOR puso a disposición de los OS/OM la interfaz web del SIIM, la cual permite el intercambio de información diaria para la ejecución de los procesos comerciales regulados por el RMER. Estos resultados fueron publicados en el portal web del EOR.



Adicionalmente, el EOR completó el proceso de conformación y sintonización de la base de datos oficial que será utilizada en el SIIM, para lo cual los OS/OM proporcionaron información de sus respectivos mercados eléctricos: Agentes, medición comercial, red del sistema eléctrico nacional con sus características técnicas, predespachos nacionales, etc.

En noviembre de 2012, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), mediante la resolución CRIE-P-23-2012, declaró la puesta en operación comercial por tramos de la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), una vez cumplidos los requisitos que establece la regulación vigente. En la misma resolución, la CRIE declaró la entrada en vigencia de las disposiciones del RMER a partir del 1 de enero de 2013, exceptuando aquellas suspendidas mediante la resolución CRIE-P-17-2012, dentro de las cuales se incluyen las relativas a los Contratos Firmes y al mecanismo de asignación de los Derechos de Transmisión.

Sistema Integrado de Información del MER (SIIM)



GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN



1. 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 de corto plazo para asegurar la operación estable del SER y, de la planificación de largo plazo de la transmisión y generación regional.

1.1. Coordinación operativa en tiempo real

La supervisión y coordinación técnica de la operación del SER se realiza con el 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 2012, esta gerencia trabajó en coordinación con el área comercial e informática para integrar la base de datos regional. Esta base incluye la modelación de las redes eléctricas nacionales para realizar el predespacho

Supervisión en tiempo real a través del SCADA Regional:

Tipo de Equipos	Cantidad
Subestaciones	442
Líneas	589
Transformadores	765
Unidades de Generación	599
Cargas	608
Capacitores	109
Interruptores	3,530
Seccionadores	5,278
Mediciones Analógicas	11,731

regional de los países que conforman el SER y que son remitidas por los OS/OM. Las redes eléctricas nacionales fueron incluidas en el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) para la ejecución de procesos comerciales del MER en el marco del RMER. También, 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 entre las siguientes subestaciones eléctricas:



1.2. Análisis de Seguridad Operativa

Estudios de máximas transferencias

Se han actualizado los valores de máximo intercambio seguro entre las áreas de control del SER, incluyendo los nuevos tramos y líneas de interconexión que han entrado recientemente en operación entre los países del proyecto SIEPAC. 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 realizados han sido:

- Estudio de actualización de los Esquemas de Control Suplementario (ECS) instalados en el SER.
- Estudio de actualización de las máximas capacida-

des de porteo para dos áreas de El Salvador y Honduras

- Estudio de máximas transferencias del sistema eléctrico regional para el segundo semestre del 2012
- Análisis de las condiciones operativas, control de

voltajes y reactivos con el cierre de la línea de interconexión Guatemala- Honduras (Panaluya-San Buenaventura)

- Se realizó el proceso de identificación de la RTR para el año 2013, el cual fue ejecutado aplicando la metodología definida en el RMER.

1.3. Planificación de la Transmisión Regional

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

- Atención de 9 solicitudes de base de datos para la realización de estudios técnicos, de las cuales 7 finalizaron exitosamente el proceso.
- Revisión y evaluación de los estudios técnicos de cuatro solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), en consulta con los OS/OM y los Agentes Transmisores respectivos. Las empresas que solicitaron conexión fueron: Eolo, Blue Power & Energy, Jaguar-Energy y Proyecto de Unión Eólica Panameña.
- Desarrollo de los términos de referencia para la elaboración del "Modelo computacional para el desarrollo de estudios del sistema de planificación



Primera visita a subestación Ahuachapán para instalación de PMU

de la transmisión y generación regional establecido en el MER", los cuales fueron aprobados por la CRIE y luego publicados en el sitio web del EOR.

1.4. Reuniones de Comités Técnicos Regionales

Las reuniones sostenidas por los diferentes comités técnicos han tenido los siguientes objetivos:

Comité Técnico de Seguridad Operativa

- Revisar propuesta técnica para cálculo de la reserva de regulación (enero 2012).
- Revisión de resultados de la consultoría de diagnóstico y evaluación de los ECS, escenario Verano-2012 (abril 2012).

- Revisión de las propuestas de ajuste de los ECS ESIM004 y L9040A (mayo 2012).
- Obtener conclusiones y recomendaciones sobre los ECS y los ajustes de los mismos, para optimizar las transferencias de potencia entre las áreas de control del SER y analizar el tema de las oscilaciones de potencia en el SER (julio 2012).
- Revisión de resultados de la consultoría de diagnóstico y evaluación de los ECS, escenario Invierno-2012 (julio 2012).



Comité Técnico de Seguridad Operativa (videoconferencia)



Comité Técnico de Seguridad Operativa

- Obtener conclusiones y recomendaciones sobre los ECS y delinear un plan de acción para la implementación de los cambios recomendados a los ECS en el SER (septiembre 2012).
- Consensuar un procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de los elementos de transmisión de la Red de Transmisión (octubre 2012).

Comité Técnico para Red de Transmisión Regional (RTR)

- Revisar las premisas relacionadas con las bases de datos que utilizar para la ejecución de las simulaciones de los pasos de identificación de la RTR correspondiente al año 2013 (octubre 2012).
- Revisar los resultados de la aplicación del paso cinco de la metodología de identificación de los elementos que conformarán la RTR del año 2013 (noviembre 2012).
- Revisar los resultados indicados en el informe final, en los que se identifican los elementos que conformarán la RTR del año 2013 (noviembre 2012).

EOR-AMM-INDE-EPR-ENEE

- Revisión del estado de situación de los temas técnicos, previo a realizar las pruebas de cierre de la línea de interconexión entre las subestaciones eléctricas Panaluya–San Buenaventura en 230 kV (tramo del Proyecto SIEPAC) entre las áreas de control de Guatemala y Honduras (agosto 2012).

1.5. Capacitaciones

- Técnicas de supervisión y uso del sistema SCADA regional, para la atención de la supervisión de la operación del SER.
- Ejecución eficiente de los estudios eléctricos regionales del SER, para garantizar la operación segura.
- Entrenamiento sobre el uso de las herramientas informáticas para la ejecución del proceso de redespacho regional conforme el RMER.

GERENCIA COMERCIAL



2. GERENCIA COMERCIAL

La gerencia comercial, como responsable de la administración comercial del MER, ha efectuado los principales procesos de programación de predespacho y conciliación de las transacciones del Mercado Eléctrico Regional.

Una de las actividades más relevantes consistió en las pruebas del RMER y PDC realizadas durante el mes de diciembre 2012, en coordinación con los OS/OM; ya que, además de todos los procesos del RTMER, también se realizaron paralelamente todos los del RMER y PDC.

Adicionalmente se realizaron las gestiones comerciales necesarias para la puesta en operación comercial de los tramos de la Red de Transmisión Regional de la Línea SIEPAC

2.1. Procesos comerciales ejecutados

- Publicación de los informes diario, mensual y anual de los resultados de las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico Regional.
- Realización del predespacho regional, que consiste en la programación de transacciones de energía durante los 24 periodos de mercado de los 365 días del año.
- Determinación de las curvas semanales de los Cargos Variables de Transmisión (CVT), a partir de la información remitida por los OS/OM, considerando el modelaje de cada sistema de porteo.

- Publicación del Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), en el cual se asignan los compromisos de pago relacionados a todas la transacciones de compra y venta de energía del servicio de transmisión y cargos regionales del MER.
- Realización de pruebas y validación del Sistema Integrado de Información (SIIM) del MER.
- Desarrollo del procedimiento de implementación inicial de procesos específicos del RMER relacionados con limitaciones del SIMECR ante la CRIE, la cual acompaña el programa gradual del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR).
- Preparación e implementación interna y coor-dinada con los OS/OM del RMER y PDC: presentación y balanceo eléctrico de predespachos nacionales integrados, presentación de ofertas y diferentes tipos de contratos, procesos de predespachos regionales, ajustes de predespacho, redespachos, posdespachos y conciliación programada.
- En el marco del RMER y PDC la Gerencia Comercial apoyó a la Gerencia de Informática en el Proceso de Sintonización de la Base de Datos Regional y en la conformación de la misma para el SIIM.

Organización comercial del MER

A continuación se presenta el esquema con las opciones para realizar transacciones en el MER:



2.2. Reuniones de trabajo

Se tuvieron las siguientes:

- Comité Técnico Comercial (CTC): se coordinaron tres reuniones en los meses de agosto, septiembre y octubre, para orientar los trabajos programados en el plan de implementación del RMER y PDC.
- Comité Técnico de Planeamiento Operativo (CTPO): se realizaron dos reuniones de trabajo en los meses de septiembre y octubre-noviembre 2012. En la primera reunión se determinaron las premisas que se utilizarían en el estudio para la identificación de la RTR 2012 y, en la segunda, se efectuó dicho estudio mediante el paso cuatro de la metodología establecida en el RMER.



Comité Técnico Comercial



Comité Técnico de Planeamiento Operativo

2.3 Capacitaciones

- Primer y segundo taller de implementación gradual del RMER (abril y mayo de 2012)
- Taller de integración del personal de la Gerencia Comercial (agosto de 2012)
- Taller Procesos operativos para la realización de Predespacho Regional (septiembre de 2012).
- Capacitación en Mercado Eléctrico Regional y en el uso del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), durante los meses de octubre, noviembre y diciembre 2012.



Taller Procesos operativos para la realización de Predespacho Regional



Taller Normativa de Detalle Complementaria



Subestación 15 de septiembre

GERENCIA DE SISTEMAS INFORMÁTICOS Y COMUNICACIONES



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 comunicaciones del EOR. Tiene el propósito de apoyar y facilitar el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la institución mediante la disponibilidad y el buen desempeño de los servicios tecnológicos.

Las principales actividades y logros en la implementación del RMER de esta gerencia fueron:

3.1. Sistema SCADA/EMS Regional

- Administración, mantenimiento y actualización del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA/EMS) Regional.
- Sintonización del Sistema SCADA/EMS Regional.
- Administración del Sistema SCADA localizado en Honduras, bajo configuración de Concentrador de Datos.
- Mantenimiento de los servicios de Consola Remota instalados actualmente en los OS/OM.
- Configuración e implementación de un nuevo Sitio con Honduras o "Site", para la comunicación e intercambio de información con el nuevo Sistema SCADA/EMS Nacional de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

3.2. Sistema Integrado de información del Mercado Eléctrico Regional (SIIM)

- Coordinación de apoyo informático para el proyecto Sistema Integrado de Información del Mercado Eléctrico Regional (SIIM) y fortalecimiento de la infraestructura tecnológica del mismo.
- Administración, mantenimiento y monitoreo de la infraestructura tecnológica que respalda el SIIM a nivel de servidor de aplicaciones y web.
- Desarrollo, implementación y mantenimiento de la aplicación Flujos DC para el balance de los predespachos nacionales, la cual es utilizada por el EOR y los OS/OM en el proceso de predespachos del MER. Esta herramienta representa un ahorro en la adquisición externa de un software con funcionalidad similar y es complementaria a las funciones del SIIM.

- Diseño y desarrollo del módulo de facturación, cuentas por cobrar y liquidación del MER.
- Configuración e implementación de un entorno de réplica para poner a disposición de los OS/OM información de la Base de Datos Regional del MER.
- Conformación de un entorno exclusivo para los desarrollos de INDRA.
- Migración exitosa de la base de datos del SIIM e histórica hacia el nuevo entorno.
- Conformación de la Base de datos del MER que sería utilizada para los procesos del MER con el RMER y PDC, en coordinación con la Gerencia Comercial y la Gerencia de Planificación y Operación.
- Realización de pruebas exitosas, con la base de datos del MER, coordinadas con los OS/OM.
- Aplicación de técnicas de optimización de tiempos y de monitoreo; de modo que las actividades continúen ante cualquier eventualidad.



Ampliación del área de la GSIC

3.3. Soporte técnico, telecomunicaciones y servicio web

- Soporte técnico a clientes internos y externos que asisten a reuniones dentro y fuera de la sede del EOR.
- Atención de emergencias ante eventualidades en la infraestructura tecnológica y de telecomunicaciones, garantizando la disponibilidad 7/24.
- Coordinación y mantenimiento preventivo y correctivo de los componentes que integran

los sistemas Tecnológicos del EOR: SCADA, SACMER, Comunicaciones WAN/LAN, UPS, SAF y mantenimiento al hardware de los sistemas corporativos y equipo del EOR.

- Fortalecimiento, continuidad y disponibilidad de los servicios críticos de: 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, mantenimiento y soporte del sistema de videoconferencia del EOR.



Pantalla de Videoconferencia

- Desarrollo y optimización del interfaz de reportes para el Sistema Administrativo Financiero (SAF) y soporte técnico.
- Administración y mantenimiento del portal web del EOR.
- Desarrollo de mejoras al portal web del EOR en el marco del RMER y PDC, con nuevas secciones de información del MER e información en tiempo real.

3.4. Proyectos realizados:

- Publicación de informes de procesos diarios del MER, con el fin de ampliar y mejorar el servicio de

acceso de información para agentes, OS/OM, CRIE y público en general.

- Desarrollo e implementación del Sistema de Información Diaria Operativa del SER (SIDOS), con el objeto de generar cálculos e informes estadísticos operativos, relacionados con datos de generación, demanda de potencia y energía, utilizando los datos históricos del SCADA/EMS Regional.
- Configuración e implementación del servidor web para los proyectos de generación y transmisión, utilizando el *Software Open Source* con el cual se ahorran los costos generados por las compras de licencias de servidores para la institución.
- Configuración e implementación de un Servidor Proxy utilizando *software Open Source*, ahorrando en costos de licencia y optimizando el servicio de internet y uso del ancho de banda disponible en la institución.
- Implementación de las Etapas I y II del proyecto Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional (SMFSR). Estas etapas consistieron en la implementación de la plataforma básica del SMFSR y sus correspondientes interfaces WAMS, por sus siglas en inglés: *Wide Area Monitoring System*, para el SER de América Central. El proyecto consistió en la adquisición de licencias, servidores y computadoras personales, el montaje de la plataforma básica del hardware y software; y la instalación de dos Unidades de Monitoreo Fasorial (PMUs) en las subestaciones de Interconexión Ahuachapán y 15 de Septiembre, ambas en El Salvador.
- Implementación del sistema de video vigilancia. Se instalaron cámaras en puntos estratégicos, con el objeto de mejorar la seguridad en la institución.



Instalación de PMU



PMU Instalado

3.5. Sistema de Administración Comercial del MER (SACMER)

- Se realizaron actividades de mantenimiento al SACMER con el RTMER. Estas actividades estuvieron orientadas a apoyar el cumplimiento de las funciones del predespacho, conciliación, facturación y liquidación: (i) Actualización de la Base de Datos Comercial; (ii) Administración del acceso remoto de los OS/OM y Agentes a la BD; (iii) Realización de respaldos periódicos de la BD Comercial y (iv) Ajuste del formato de publicación del DTER.

3.6. Capacitaciones

- Participación de un profesional de esta gerencia en el curso del SDDP impartido en el III Encuentro Latinoamericano de usuarios del modelo SDDP, el cual se llevó a cabo en la ciudad de Panamá en septiembre de 2012.

COORDINACIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS



4. COORDINACIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

La Coordinación de Administración y Finanzas es una unidad de apoyo a la Dirección Ejecutiva, la cual tiene bajo su responsabilidad las gestiones administrativa, financiera y de recursos humanos.

En el año 2012, esta coordinación asumió bajo su responsabilidad tres procesos importantes: i) la liquidación y facturación de las transacciones del MER, ii) la administración de garantías del MER y iii) la coordinación de eventos, comunicación y protocolo.

4.1. Gestión administrativa

La gestión administrativa se encarga de ejecutar las acciones para el óptimo desarrollo de las actividades y proyectos, así como del mantenimiento de las instalaciones del EOR.

Dentro de las actividades realizadas están:

- Implementación del sistema de aire acondicionado de precisión para la sala de servidores, SCADA y UPS; los cuales están de forma redundante con régimen 7/24.
- Apoyo logístico y administrativo para la implementación de la II Etapa del Proyecto de Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional (SMFSR).
- Ampliación y mejora de las oficinas de la Gerencia Comercial, la Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones, y la Coordinación de Administración y Finanzas.
- Organización y logística del taller de capacitación Análisis de Proyectos de Generación y Transmisión utilizando el Modelo SDDP.
- Apoyo administrativo y logístico para la realización de reuniones de comités técnicos regionales presenciales y talleres de capacitación.
- Creación de la unidad de monitoreo de noticias del sector eléctrico regional.



Apoyo logístico reunión CDMER - CRIE - EOR



Ampliación Gerencia Comercial



Ampliación CAF



Equipos de aire acondicionado de Precisión

4.2. Gestión financiera

Mejora en los procesos del Sistema de facturación, control de cuentas por cobrar y liquidación de las transacciones de energía y cargos regionales del MER. Esta mejora ha permitido optimizar el tiempo de ejecución de la facturación y liquidación del MER y el control y seguimiento de los mismos.

4.3. Gestión del recurso humano

En cumplimiento de las políticas institucionales, se realizó la gestión integral del recurso humano, destacándose las siguientes actividades:

- Reclutamiento, selección y contratación de personal altamente capacitado.
- Coordinación y ejecución del 100% del plan anual de capacitación, lo que permitió brindar entrenamiento al personal técnico, con el objeto de prepararlos para la implementación del RMER y desarrollar habilidades en el uso de las herramientas SIIM y SDDP. Así mismo, el personal administrativo actualizó sus conocimientos acerca de las reformas en materia tributaria y Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- Coordinación y desarrollo de actividades para mantener el buen clima institucional y fortalecer la cultura organizacional.
- Actualización de indicadores claves de gestión, los cuales fueron orientados al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la institución.
- Realización y coordinación de la evaluación anual de desempeño del personal, la cual reportó un resultado sobresaliente para los profesionales del EOR.

4.4. Estudios realizados

Se produjeron 2 importantes estudios por medio de consultorías independientes, las cuales rindieron resultados positivos para el EOR.

- **Imagen institucional:** el estudio mostró que existe una buena proyección de la imagen del EOR; ya que la percepción de las personas e instituciones usuarias, fue positiva, sobresaliendo el trato humano y el predespacho regional.

- **Clima y cultura organizacional del EOR:** el objetivo del estudio fue conocer la percepción del recurso humano respecto a las políticas institucionales; con base a ello, poder elaborar estrategias que promuevan un ambiente laboral que contribuya a mejorar continuamente los resultados institucionales.

Para el año 2012, el estudio demostró una percepción positiva y de compromiso del personal con la institución



Capacitación en procesos comerciales



Presentación Resultados del estudio de Imagen Institucional



Subestación 15 de septiembre

5. Coordinación Administrativa de Subastas de Derechos de Transmisión

A mediados del año 2012, se incorporó a la estructura organizacional del EOR el área Coordinación Administrativa de Subastas de Derechos de Transmisión, y se nombró al Ing. Manuel Sandoval como coordinador titular. Dicha área se encargará de la organización de las subastas de derechos de transmisión (DT) establecidas en la reglamentación regional.

Las tareas previstas para el 2013 en esta coordinación, serán el reforzamiento del recurso humano y tecnológico para el desempeño de las labores especializadas de esta área, con el propósito de iniciar la ejecución de las subastas de DT en condiciones óptimas para cumplir los procedimientos reglamentados.

Adicionalmente, esta área se encargará de dar seguimiento a los resultados de la consultoría que está llevando actualmente la Comisión Regional de



Interconexión Eléctrica sobre Desarrollo de los Contratos Firmes en el MER, cuyos resultados podrían impactar la regulación establecida sobre la asignación de Derechos de Transmisión.

6. Eventos Institucionales

Taller Normativa de Detalle Complementaria en la Implementación Gradual del RMER

En los meses de abril y mayo de 2012, el EOR coordinó tres talleres con el objetivo de presentar, explicar y enriquecer la normativa, considerando las opiniones y comentarios de los OS/OM. Los temas tratados en los talleres fueron:

- Escenarios y simulaciones que documentan y validan la aplicación de la normativa propuesta.
- Criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) y el sistema de planificación de la transmisión regional SPTR.
- Escenarios y simulaciones que muestran la aplicación de la normativa propuesta.



Los trabajos realizados en estos talleres permitieron la creación del Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), el cual fue aprobado por la CRIE. Con este procedimiento se llenaron importantes vacíos que limitaban la implementación del RMER.

Capacitación Análisis de Proyectos de Generación y Transmisión utilizando el Modelo SDDP

Esta capacitación fue impartida en agosto de 2012 por los ingenieros Fernando Montoya y Oscar Jiménez, en el Hotel Crowne Plaza, San Salvador, El Salvador.

En esta capacitación se contó con funcionarios de empresas del sector eléctrico, reguladores y operadores de los mercados eléctricos nacionales, representantes de instituciones gubernamentales e inversionistas, entre otros.

Los principales beneficios de esta capacitación fueron: consolidar los conocimientos básicos sobre el análisis de proyectos de generación y transmisión, así como de las diferentes metodologías empleadas para ello; conocer las diferentes tecnologías de generación; la metodología para precisar costos y beneficios y costos marginales, a fin de saber determinar la viabilidad y beneficios de proyectos de transmisión y generación; y la metodología de minimización del máximo arrepentimiento en el análisis de proyectos de transmisión.



Taller Procesos Operativos para la realización del Predespacho Regional

En septiembre de 2012, se realizó la reunión de trabajo presencial con miembros del comité técnico Comercial y el EOR para modificar durante el taller la guía inicial de "Elaboración de los predespachos nacionales para el MER", en el marco de las actividades para el Plan de Implementación del RMER y PDC. El objetivo de dicho taller fue realizar las siguientes actividades:



- Efectuar pruebas de envío de información tales como predespachos nacionales, indisponibilidades y ofertas a través del SIIM web por los OS/OM.
- Realizar ejercicios de balance de predespachos integrados del modelo de predespacho regional.
- Efectuar simulaciones de los Procesos Operativos para la realización de predespacho regional, con cuatro escenarios de ofertas definidas por cada OS/OM, con la posibilidad de replicar cada escenario para una semana cada uno y obtener un mes de simulación.

Taller Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) para OS/OM

En el mes de diciembre, el EOR realizó este taller con el fin de capacitar a los encargados, técnicos y especialistas de los OS/OM en el uso de la interfaz del SIIM.

El SIIM es la herramienta informática fundamental para la administración del MER con el RMER y además, será el medio a través del cual los Agentes y OS/OM coordinarán con el EOR la información comercial del MER.

Todo lo anterior, considerando las disposiciones regulatorias necesarias para la implementación inicial del RMER, que el EOR ha presentado para su correspondiente aprobación ante la CRIE.



Estadísticas del Mercado Eléctrico Regional

Durante el periodo de enero a diciembre de 2012, el total de energía neta comercializada fue de 307.5 Gigavatio-Hora. El país que reflejo el mayor volumen de ventas al Mercado Regional fue Guatemala (47.37%), seguido por El Salvador (24.89%).

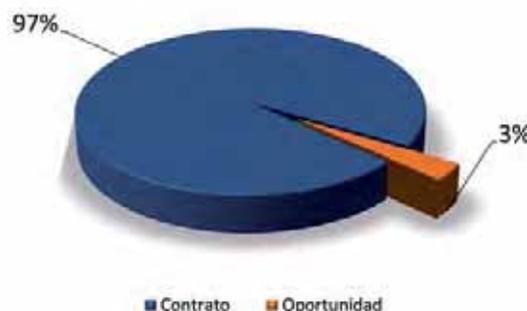
Por el lado de las compras de energía, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de la región: compro 52.35% de energía; seguido por Honduras, con 24.56%. Además, Honduras fue el país que menos vendió en la región (0.35%) y Guatemala el que menos efectuó compras en el MER (0.01%).



La siguiente tabla contiene el resumen y detalle correspondientes a la energía comercializada (GWh) por país durante el año 2012.

PAÍS	CONTRATO		OPORTUNIDAD		TOTAL GENERAL		TOTAL NETO	
	INY	RET	INY	RET	INY	RET	INY	RET
COSTA RICA	22.5	34.3	0.4	0.1	22.9	34.4	0.0	11.5
EL SALVADOR	76.0	153.9	0.6	7.1	76.5	161.0	0.0	84.4
GUATEMALA	142.7	0.0	2.9	0.0	145.7	0.0	145.6	0.0
HONDURAS	1.1	74.2	0.0	1.4	1.1	75.5	0.0	74.4
NICARAGUA	0.0	19.8	3.2	0.2	3.2	20.0	0.0	16.8
PANAMÁ	55.0	14.9	3.2	1.6	58.1	16.5	41.6	0.0
TOTAL	297.2	297.2	10.3	10.3	307.5	307.5	187.2	187.2

Tal y como lo indica la tabla anterior, un total de 297.2 GWh provienen de transacciones del Mercado de Contratos regional, que representa el 97% de las transacciones de inyección y retiro en el MER.



Transacciones de inyección y retiro en el Mercado Eléctrico Regional

En el mes de diciembre de 2012, Panamá inyectó la mayor aportación de energía a la región con 27.42 GWh. Honduras fue el país que menos Inyección total aportó a la región durante el 2012 con 1.08 GWh.

TRANSACCIONES MENSUALES DE INYECCIÓN DE ENERGÍA (GWh)

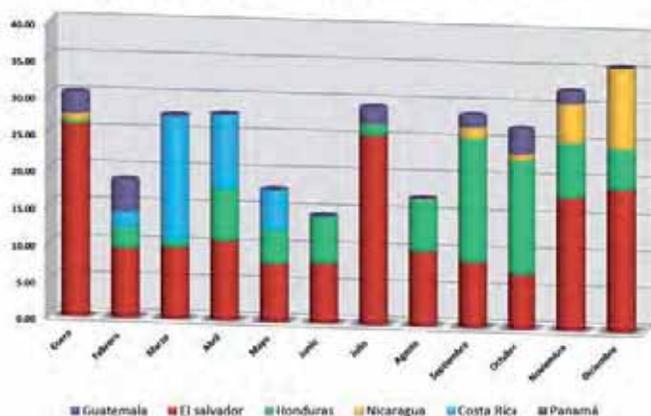
Mes/País	Guatemala	El salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Enero	20.12	3.25	0.00	0.00	4.52	2.53	30.42
Febrero	8.69	8.47	0.00	1.52	0.00	0.00	18.67
Marzo	12.24	13.42	1.08	0.16	0.00	0.67	27.57
Abril	13.68	12.35	0.00	0.00	0.00	1.84	27.87
Mayo	9.74	7.19	0.00	0.00	0.00	0.85	17.78
Junio	9.75	3.71	0.00	0.00	0.58	0.53	14.55
Julio	26.57	1.29	0.00	1.51	0.00	0.12	29.49
Agosto	12.58	3.22	0.00	0.00	0.00	1.32	17.12
Septiembre	12.46	10.60	0.00	0.00	1.28	4.43	28.76
Octubre	7.48	12.93	0.00	0.00	0.00	6.70	27.11
Noviembre	5.98	0.07	0.00	0.00	14.62	11.75	32.41
Diciembre	6.37	0.06	0.00	0.00	1.89	27.42	35.74
Total	145.66	76.54	1.08	3.19	22.88	58.14	307.50

Respecto a los retiros de energía, el comportamiento mensual muestra que en el mes de enero 2012, El Salvador realizó el mayor retiro de energía de la región con 26.04 GWh. Guatemala es el país que menos retira energía del MER con apenas 0.03 GWh.

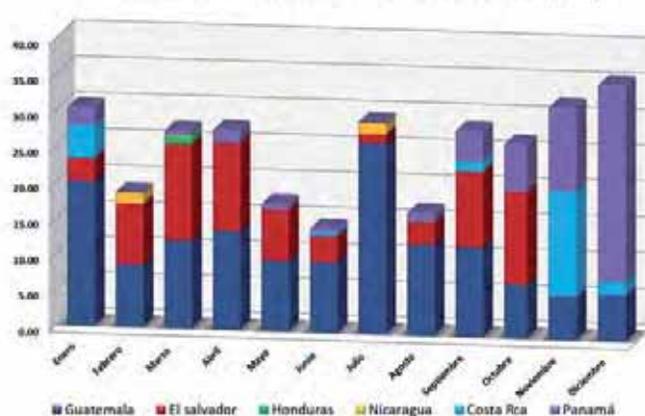
TRANSACCIONES MENSUALES DE RETIRO DE ENERGÍA (GWh)

Mes/País	Guatemala	El salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Enero	0.00	26.04	0.44	1.00	0.00	2.93	30.42
Febrero	0.00	9.41	2.90	0.00	2.12	4.24	18.67
Marzo	0.00	9.76	0.91	0.00	16.76	0.15	27.57
Abril	0.00	10.85	6.93	0.00	10.05	0.05	27.87
Mayo	0.03	7.85	4.56	0.00	5.35	0.00	17.78
Junio	0.00	8.14	6.24	0.00	0.14	0.04	14.55
Julio	0.00	25.59	1.52	0.08	0.00	2.30	29.49
Agosto	0.00	10.12	6.85	0.15	0.00	0.00	17.12
Septiembre	0.00	8.86	16.71	1.55	0.00	1.64	28.76
Octubre	0.00	7.41	15.37	0.86	0.00	3.48	27.11
Noviembre	0.00	17.83	7.52	5.34	0.00	1.72	32.41
Diciembre	0.00	19.13	5.58	11.04	0.00	0.00	35.74
Total	0.03	160.99	75.52	20.02	34.41	16.53	307.50

TRANSACCIONES MENSUALES DE RETIRO DE ENERGÍA (GWh)



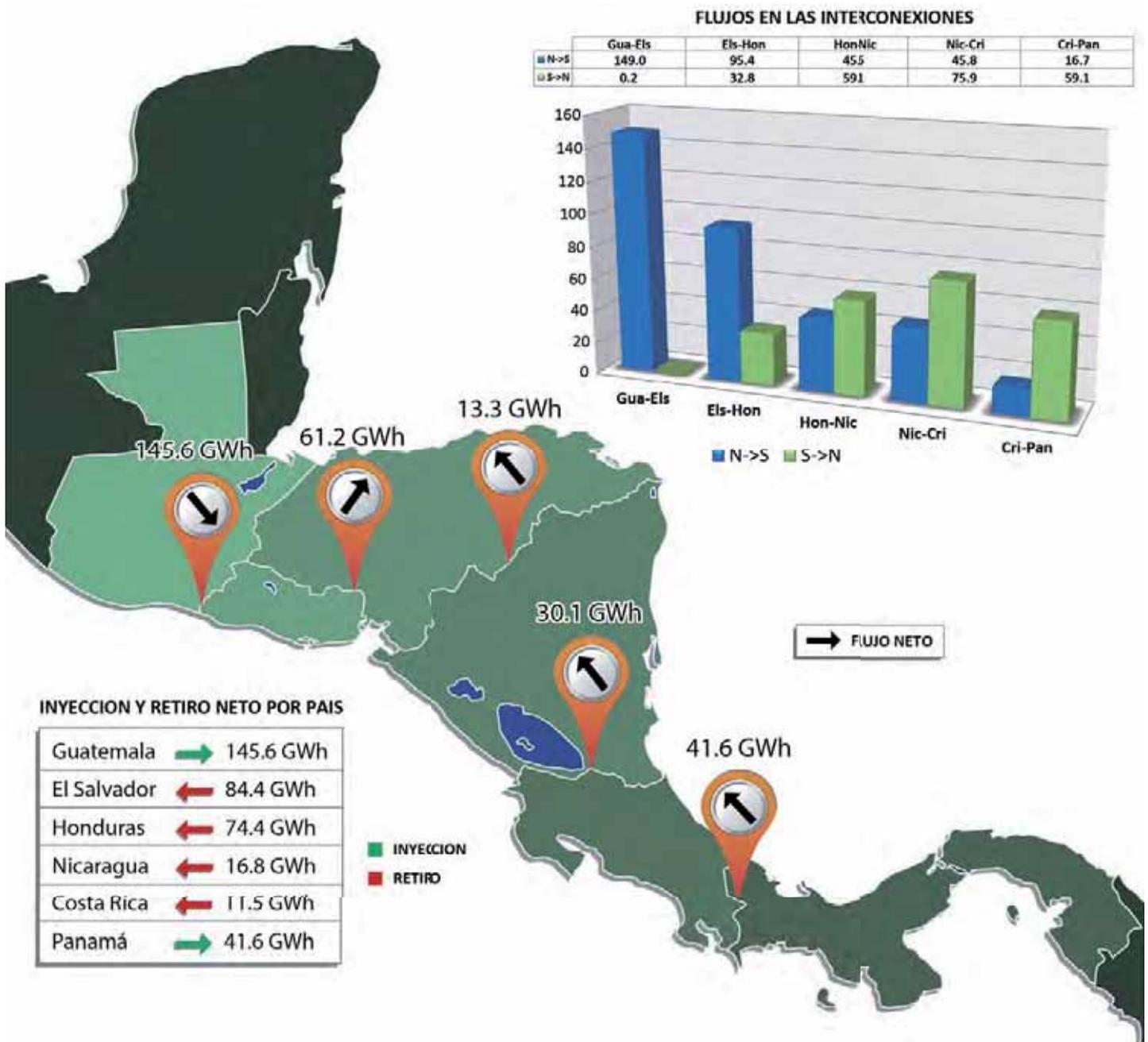
TRANSACCIONES MENSUALES DE INYECCIÓN DE ENERGÍA (GWh)



FLUJOS EN LAS INTERCONEXIONES

La mayor magnitud de energía se presenta en la interconexión Guatemala–El Salvador con un flujo predominante en sentido de norte a sur.

En las interconexiones: Honduras–Nicaragua, Nicaragua–Costa Rica y Costa Rica–Panamá predomina un flujo en sentido de sur a norte.



Peajes por pago de Transmisión 2012

La tabla siguiente detalla los abonos de peajes en US\$ que los países han percibido en concepto de transmisión de energía por el uso de las líneas de interconexión correspondientes. Esta información contiene el pago por la tarifa nominal de peaje mas el pago por congestión.

El país que mas recibió abonos por peaje en 2012 fue El Salvador con \$92,039.2 y el que menos recibió abonos por este rubro fue panamá con \$ 6,063.6.

Abonos por Peaje (US\$)

Mes/País	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Enero	2,896.32	7,956.60	3,430.46	3,000.47	3,536.55	447.06	21,267.45
Febrero	1,245.27	5,642.88	2,669.72	1,757.50	2,377.80	343.87	14,037.04
Marzo	1,828.06	11,199.91	5,959.17	5,333.82	4,828.89	69.65	29,219.49
Abril	1,986.33	10,869.82	5,249.13	2,753.66	2,662.84	152.46	23,674.23
Mayo	1,382.34	6,561.93	3,062.02	1,485.91	1,423.35	70.90	13,986.45
Junio	1,374.20	4,237.69	1,683.36	411.49	428.77	44.80	8,180.31
Julio	3,770.95	4,923.27	1,122.73	708.33	995.98	193.74	11,715.01
Agosto	1,830.56	5,364.01	2,116.75	626.16	758.72	147.38	10,843.57
Septiembre	1,757.84	9,826.45	4,687.22	1,923.03	2,183.79	486.18	20,864.50
Octubre	1,058.22	9,455.79	5,052.26	3,463.15	4,206.52	820.70	24,056.63
Noviembre	846.83	7,676.45	4,728.73	6,796.78	8,696.67	1,085.50	29,830.96
Diciembre	909.87	8,324.39	4,971.35	7,098.47	11,827.10	2,201.35	35,332.53
Total	20,886.8	92,039.2	44,732.9	35,358.8	43,927.0	6,063.6	243,008.2

Cargos variables de Transmisión (CVT) 2012

La tabla siguiente detalla los abonos de CVT que han percibido los países en concepto de uso de las redes internas que les pertenecen. Esta información contiene el pago por la tarifa nominal de CVT mas el pago por congestión.

El país que mas recibió abonos por CVT fue Nicaragua con \$1,151,190.4 y el que menos recibió abonos por este rubro fue El Salvador con \$ 17,629.8.

Abonos por CVT (US\$)

Mes/País	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Total
Enero	667.37	17,083.48	111,887.57	9,288.49	138,926.90
Febrero	162.40	8,733.90	84,181.69	4,859.07	97,937.07
Marzo	27.88	31,827.22	393,495.46	108.10	425,458.65
Abril	3,409.57	13,953.42	174,581.91	36.35	191,981.24
Mayo	1,214.18	7,137.02	122,303.63	0.00	130,654.84
Junio	638.83	2,939.24	19,793.98	30.78	23,402.82
Julio	2,616.36	3,918.15	20,339.84	2,162.37	29,036.72
Agosto	148.02	4,482.34	17,141.75	566.10	22,338.21
Septiembre	6,423.55	3,935.79	7,300.49	3,798.70	21,458.53
Octubre	2,105.31	5,654.86	60,076.47	8,717.02	76,553.66
Noviembre	216.31	32,008.84	46,172.38	11,285.76	89,683.28
Diciembre	0.00	34,162.20	93,915.25	125,986.40	254,063.84
Total	17,629.8	165,836.5	1,151,190.4	166,839.1	1,501,495.8

Precios mensuales promedio de los nodos de la red de transmisión regional (2012)

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 marzo de 2012, con un valor de \$ 201.47/ MWh.



Sitios electrónicos de interés



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



Centro Nacional de Control
de Energía del ICE
(CENCE ICE)
<http://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/>



Empresa de Transmisión
Eléctrica
ETESA • Panamá
www.etsa.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 Integración
Centroamericana
SICA
www.sica.int



Banco Interamericano
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