



# Memoria de Labores

2012 - 2013



Transparencia y Liquidez en el  
Mercado Eléctrico

15 años  
Líder en la Región

15 años  
Líder en la Región



## Contenido

Junta Directiva	01
Carta del Presidente de la Junta Directiva	02
Aspectos Relevantes del Período	
Interfaces Regulatorias Mercado Mayorista-Mercado Eléctrico Regional	04
Transacciones Económicas	05
Planillas de contratos y comercialización	05
Operación del Mercado Eléctrico Regional e Interconexión con México	05
Programa del Despacho S.N.I.	06
Programa de la Operación	06
Operación del Sistema	06
Estudios Eléctricos	06
Implementación de Unidades de Medición Fasorial (PMU's) y Concentradores de Datos Fasoriales (PDC's) en el S.N.I. de Guatemala	07
Estudios de Acceso a la Capacidad de Transporte e Informes de Calidad	07
Estudios para Fijar el Peaje del Sistema de Transporte 2013-2014	07
Informes Posdespacho	08
Nuevos Participantes	08
Medición Comercial	08
Registradores de Eventos	08
Demanda Firme para el Año Estacional 2013 - 2014	08
Seguimiento a Ejecución de Programas de Mantenimiento	09
Proyecto de Sede Propia para el AMM	09
Proyecto AMM Plus	09
Tecnología Informática	10
Capacitación	10

## Nuestra Misión

Operar el SNI y Mercado Mayorista manteniendo la continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. Velar por la garantía del cubrimiento de la demanda, contribuyendo a la expansión de la generación, transmisión y distribución del sistema de energía eléctrica y operaciones de mercado, buscando la eficiencia económica, con transparencia, independencia y apego al Marco Legal.

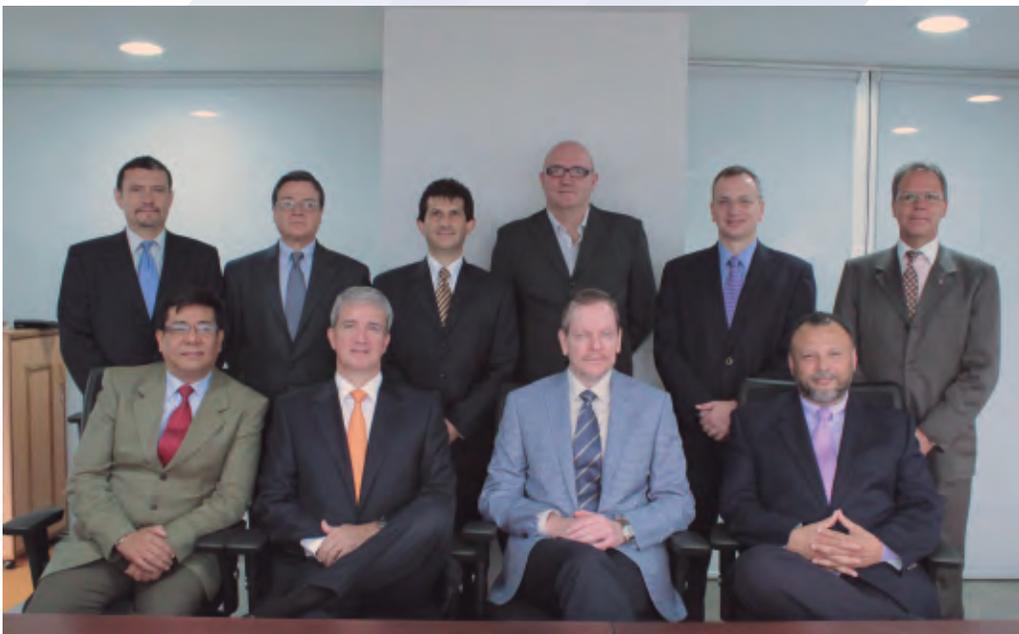
## Nuestra Visión

Ser uno de los motores en el desarrollo económico del país a través de la operación y administración eficiente del SNI, sus interconexiones internacionales y transacciones del Mercado Mayorista, manteniendo los valores que con autonomía administrativa coadyuven con el desarrollo de sus participantes.

## Nuestros Valores

- Respeto al Marco Legal
- Transparencia
- Integridad
- Honestidad

# Junta Directiva



### Comercializadores

Ing. Marinus Arie Boer Johannessen  
Presidente

### Distribuidores

Ing. Jaime Andrés Tupper Bracho  
Vicepresidente

### Generadores

Ing. Alberto David Cohen Mory  
Ing. Roberto Figueroa Larraondo

### Grandes Usuarios

Lic. Alden David Kitson Smith  
Ing. Rony Otoniel Castillo García

### Comercializadores

Lic. Edgar Humberto Navarro Castro

### Distribuidores

Ing. Jorge Ramón Alonso Duarte

### Transportistas

Lic. Ronny Patricio Aguilar Archila  
Ing. Carlos Fernando Rodas

### Secretario

Ing. José Luis Herrera Gálvez

# Carta del Presidente



Guatemala, julio de 2013

Quince años han pasado ya, desde el inicio del funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista, pasando de administrar un mercado eléctrico en Guatemala que contaba con 48 Participantes en 1998 y que hoy suma más de 930 Participantes; de un monto de US\$1.3 millones mensuales a US\$50 millones mensuales en la actualidad; de la administración de un mercado entre Participantes nacionales a la administración de un mercado coordinado con el resto de América Central, como parte de la integración económica a través de la electricidad en la región; de administrar un mercado nacional con la región centroamericana a un mercado con un país fuera de la región.

Es indudable..., el tiempo ha pasado y el Administrador del Mercado Mayorista ha ido evolucionando con cada reto que la dinámica del mercado eléctrico nos ha planteado; este último año no ha sido la excepción, en esta memoria de labores se recogen a detalle las acciones, las cifras, la dinámica no solo de la Institución que me digno presidir, sino del mercado eléctrico más desarrollado y solido de la región de América Central.

Al revisar el camino recorrido de julio del 2012 a julio 2013, es inevitable ver las huellas que en el sub sector eléctrico de Guatemala ha dejado el Administrador del Mercado Mayorista -AMM-, dentro de las cuales destacan: el análisis, estudio, elaboración y aprobación de la armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional, con dos niveles de profundidad distintos para ser aplicada gradualmente, de forma tal que los Participantes del mercado eléctrico se adapten de la misma forma a la nueva normativa de mercado; la exigencia de estricto apego a la regulación nacional y regional de parte de aquellos entes nacionales y regionales llamados a resolver los asuntos propios de nuestros mercados eléctricos, exigencia que sin duda ha

[www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt)

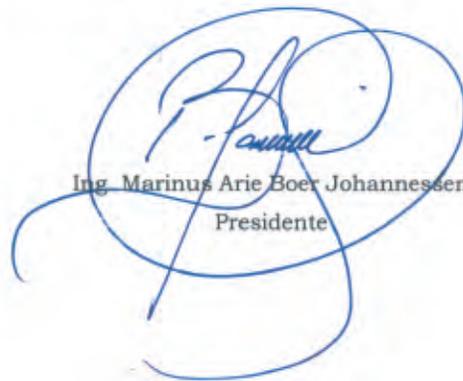
Diagonal 6 10-65 Zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre 1 Nivel 15, Guatemala, C.A.  
PBX: (502) 2205-2300, 2327-3900 FAX: (502) 2327-3907



generado, en nuestros Participantes del mercado eléctrico, la certeza de que con dichas acciones se consolida el principio de certeza jurídica, como piedra angular de las inversiones en el qué hacer eléctrico nacional.

Hemos decidido caminar de la mano con el dinamismo de nuestro mercado eléctrico y de sus Participantes, vemos hacia el futuro y ya estamos realizando las acciones para fortalecernos institucionalmente para dar respuesta ad hoc a las exigencias un mercado eléctrico actualizado, a través de: la implantación de las recomendaciones y lineamientos contenidos en el documento elaborado por la firma consultora que desarrollara la consultoría "AMM Plus" y que desarrolla nuestra visión estratégica de la Institución para los próximos cinco años; la concreción de una sede definitiva y propia a través de procesos competitivos de consultorías para la elaboración de las bases para el diseño del edificio y la elaboración del diseño propiamente dicho; y todo esto con una sola finalidad: *SERVICIO* para los Participantes del mercado eléctrico guatemalteco.

Atentamente,



Ing. Marinus Arie Boer Johannessen  
Presidente

[www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt)

Diagonal 6 10-65 Zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre 1 Nivel 15, Guatemala, C.A.  
PBX: (502) 2205-2300, 2327-3900 FAX: (502) 2327-3907

# Aspectos Relevantes en el Período

## Interfaces Regulatorias Mercado Mayorista-Mercado Eléctrico Regional

En observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Administrador del Mercado Mayorista emitió las ampliaciones y modificaciones a las Normas de Coordinación, como parte del proceso para armonizar gradualmente la regulación nacional con la regulación del Mercado Eléctrico Regional. Dichas disposiciones fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE-123-2013 y se publicaron el 28 de mayo de 2013 en el Diario de Centro América, para los efectos legales correspondientes.

Los instrumentos normativos antes mencionados, constituyen las interfaces regulatorias necesarias para permitir la coexistencia normativa del Mercado Eléctrico Regional y el Mercado Mayorista de Guatemala, en una primera fase. Estas interfaces cobraron vigencia a partir del 1 de junio de 2013, fecha en que se inició la aplicación oficial del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Detalle Complementario -PDC- al RMER.

En concordancia con las directrices dadas por el Ministerio de Energía y Minas, se ha previsto que el proceso de armonización regulatoria se lleve a cabo en dos fases. En la primera fase se contempló la modificación de los aspectos mínimos necesarios para permitir la operación del Mercado Eléctrico Regional bajo el RMER y el PDC, como los procedimientos de predespacho y redespacho, presentación de ofertas de oportunidad de inyección y retiro, tratamiento de Contratos No Firmes, tratamiento de cargos de transmisión regionales, habilitación y autorización para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, sistema de medición comercial, y otros aspectos operativos. En la segunda fase, se incorporarán las modificaciones necesarias para el tratamiento de los Contratos Firmes, Derechos de Transmisión, participación de las importaciones y exportaciones en la determinación del Precio de Oportunidad de la Energía, y otros temas relacionados.

El proceso de armonización se inició en el año 2010, con varias etapas de evolución en función de los cambios regulatorios registrados en la Regulación Regional, así como de la interpretación y aplicación que las entidades regionales han dado a dicha regulación.

El proceso requirió de una estrecha interrelación del Administrador del Mercado Mayorista con los Participantes del Mercado Mayorista, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Ministerio de Energía y Minas, el Ente Operador



Reunión de Agentes - Modificación y/o Ampliación Normas de Coordinación - 22 de mayo 2013

Regional y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, el Ministerio de Energía y Minas, el Ente Operador Regional y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, así como del intercambio de información con otros operadores de sistema y de mercado de la región.

Las Normas de Coordinación que fueron ampliadas o modificadas en la primera fase, son las siguientes:

- NCC-1, Coordinación del Despacho de Carga;
- NCC-4, Precio de Oportunidad de la Energía;
- NCC-5, Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas;
- NCC-8, Cargo Por Servicios Complementarios;
- NCC-9, Asignación y Liquidación del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundarios, y Cargos por Uso del Primer Sistema de Transmisión Regional;
- NCC-10, Exportación e Importación de Energía Eléctrica;
- NCC-11, Informe de Costos Mayoristas;
- NCC-12, Procedimientos de Liquidación y Facturación;
- NCC-14, Habilitación Comercial Para Operar en el Mercado Mayorista y Sistema de Medición Comercial;
- NCO-1, Base de Datos;
- NCO-2, Coordinación de la Operación en Tiempo Real;
- NCO-3, Coordinación de Servicios Complementarios; y
- NCO-4, Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio.



Reunión de Agentes - Modificación y/o Ampliación Normas de Coordinación - 22 de mayo 2013

## Transacciones Económicas

Durante el período se publicaron 12 Informes de Transacciones Económicas (ITE) en Versión Original y 12 en Versión Revisada. El Informe de Transacciones Económicas contiene el resumen de los resultados de las transacciones realizadas por los participantes del Mercado Mayorista consolidados de forma mensual.

El monto total de las transacciones realizadas para el período referido se estima en US\$ 1,699 millones, integrado de la siguiente manera:

Porcentaje	Tipo de Transacción Realizada
72.8%	Transacciones en el Mercado a Término
13.3%	Transacciones en el Mercado de Oportunidad
2.7%	Costos Diferenciales derivados de los Contratos Existentes
1.9%	Pérdidas en los Sistemas de Transmisión Principal y Secundario
0.3%	Generación Forzada
2.6%	Servicios Complementarios
0.5%	Desvíos de Potencia
5.9%	Peaje en el Sistema Principal y Secundario

Los montos de la energía negociada en el Mercado a Término, son estimadas con base en las ventas de energía en dicho mercado y valorizadas al Precio de Oportunidad de la Energía referidas al nodo de intercambio, de acuerdo a los resultados presentados en los Informes de Transacciones Económicas (ITE). En el caso de la potencia, se ha considerado una Potencia Total Contratada del Sistema a un precio estimado de US\$ 8.00 por kW-mes.

En relación con los Informes de Transacciones Económicas (ITE) se dio atención a 84 observaciones presentadas por diversos participantes y se tramitaron 10 expedientes relacionados con el Proceso de Liquidación y Facturación de estos Informes, los cuales fueron elevados a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- para su resolución. Las observaciones y expedientes remitidos a la Comisión se redujeron sustancialmente respecto a años anteriores.

## Planillas de contratos y comercialización

Para los Procesos de Liquidación y Facturación realizados en este período, fueron operadas 1,803 Planillas de Contratos correspondientes al Mercado a Término a través de Direct@MM. Adicionalmente fueron administradas 1,771 planillas de comercialización por Agentes Comercializadores, correspondientes a 829 Grandes Usuarios, 17 centrales generadoras y 11 Generadores Distribuidos Renovables.

Se remitieron a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los expedientes relacionados al cubrimiento de la Demanda Firme de los Participantes Consumidores mediante contratos.

## Operación del Mercado Eléctrico Regional e Interconexión con México

Los participantes habilitados para hacer transacciones en el Mercado Eléctrico Regional –MER- presentaron sus ofertas regionales con el ingreso de 1,421 planillas a través de Direct@MM; fueron coordinadas 1,338 transacciones, de las cuales 1,329 fueron operaciones de venta y 9 operaciones de compra de energía las que fueron consideradas y coordinadas en conjunto con el Ente Operador Regional –EOR- para el despacho regional correspondiente. Periódicamente se remitió a los participantes del Mercado Mayorista el informe que incluye la liquidación preliminar de las transacciones realizadas por los participantes habilitados.

En el MER se realizaron 12 conciliaciones, con volumen de transacciones en dicho mercado por un monto aproximado de US\$ 3.68 millones, no incluyendo los montos de los contratos regionales que se realizan en forma bilateral.

Durante el período se efectuaron 12 conciliaciones internacionales con la Comisión Federal de Electricidad de México –CFE-, derivadas de la energía inadvertida y energía de emergencia de la interconexión Guatemala – México, por un monto aproximado de US\$ 2.21 millones no incluyendo los montos de los contratos bilaterales. Adicionalmente se elaboraron diariamente los reportes de la interconexión que se intercambia con dicha Comisión –CFE- para la liquidación de las transacciones correspondientes.

Se calculó el Precio de Oportunidad de la Energía –POE- indicativa durante tres meses, previo a la entrada en vigencia del RMER. Se elaboraron procesos comerciales indicativos, posdespachos, envíos de información de medición comercial indicativa y revisión del Documento de Transacciones Económicas Regionales indicativo –DTER- previo a la entrada en vigencia del RMER.

Para propósitos estadísticos y de monitoreo, se prepararon 52 evaluaciones e informes semanales de la operación de interconexiones Guatemala – Salvador y Guatemala – México, así como la integración de los intercambios de energía y las desviaciones al programa.

Adicionalmente, se tuvo participación en reuniones convocadas por el Ente Operador Regional para el Comité Técnico de Seguridad Operativa, y se dio seguimiento al proceso de definición de la Red de Transmisión Regional para el año 2013.

Como parte del proceso de implementación del RMER y el PDC, se llevó a cabo la sintonización de la base de datos de la

red de transmisión de Guatemala, para ser empleada en el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), utilizando los criterios de simplificación indicados por el EOR para permitir la operación de dicho sistema.

En atención a solicitud del EOR, se realizó la revisión y comentarios correspondientes al estudio de conexión a la RTR de la subestación San Nicolás, ubicada en territorio de Honduras, la cual seccionará la línea de transmisión Panaluya – San Buena Ventura.

Durante el período de transición definido por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) mediante resolución CRIE-P-23-3012, prorrogado mediante resolución CRIE-NP-09-2013, se prepararon 21 Informes Semanales requeridos por la Resolución CNEE 285-2012, conteniendo las simulaciones y valores indicativos de la aplicación del RMER y PDC.

## Programación del Despacho del S.N.I.

Se elaboraron las bases de datos para ser empleadas en el modelo de programación NCP correspondientes al período septiembre 2012 a abril 2013, incorporando las nuevas instalaciones de transmisión en servicio.

Además de las actividades que se llevan a cabo en forma consuetudinaria, se realizó la Modelación y simulación de 10 nuevas centrales generadoras que suman un total de 179.563 MW al S.N.I. Por otro lado, se realizaron 28 pruebas de potencia máxima y 98 pruebas de disponibilidad.

A partir del domingo 2 de septiembre de 2012 dio inicio el sistema de Notificaciones automáticas para los Programas de Despacho Semanal, Programas diarios y Redespachos, lo cual permite que el aviso llegue directamente a los teléfonos móviles de los Agentes, quienes a partir de dicha información, ingresan a consultar los programas a la página web del AMM.

Se coordinó el ingreso en operación de 5 nuevos generadores y 16 elementos nuevos de transmisión. Se elaboraron 181 Pre-despachos Nacionales de prueba por vigencia del RMER. Se han coordinado 142 transacciones de contrato y 178 de oportunidad de prueba ante la entrada en vigencia del RMER.

Fueron elaborados 40 programas de despacho diario de pruebas por ingreso del RMER y 20 aplicaciones para solventar cambios debido a la entrada en vigencia del RMER, de las cuales son 15 para programación diaria, 4 para el CDC y 1 para Programación Semanal.

## Operación del Sistema

En el período se realizaron diariamente los Reportes de Supervisor de Operaciones y de la operación diaria. Se coordinaron y ejecutaron 3,167 mantenimientos. Durante el año se registraron 113,880 datos de niveles y caudales. Se coordinaron y ejecutaron 36 pruebas de potencia máxima y 84 pruebas de disponibilidad de potencia. En el sitio del EOR se cargaron 37 informes de disturbios.

Se coordinó y dio seguimiento a la operación interconectada, tanto con el SER como con México. Se realizaron 730 maniobras de apertura y cierre de la interconexión Guatemala – México.

Se atendieron Planes de Prevención y Atención de Contingencias con motivo de la Semana Santa y fin de año.

Se operó el S.N.I. y las interconexiones internacionales, durante 365 días, sin interrupción general ni interrupciones mayores. Se especificaron y validaron 9 aplicaciones de informática para implementar el redespacho regional bajo las reglas del RMER.

## Estudios Eléctricos

Se prestó atención a actividades relacionadas con el Ente Operador Regional (EOR) de las cuales destacan:

- Seguimiento y análisis de los eventos oscilatorios ocurridos en la operación Interconectada SER-SEM.
- Revisión de estudios y actualización de la Máxima Transferencia de Potencia.
- Actuación de Esquemas de Control Suplementario –ECS-.
- El AMM contrató dos consultorías para el análisis de la propuesta del EOR sobre los Esquemas de Control Suplementario Implementados en el SER.
- Ampliación de la Capacidad de Transporte Norte – Sur Interconexión Guatemala – El Salvador



Centro de Despacho de Carga - Administrador del Mercado Mayorista

## Implementación de Unidades de Medición Fasorial (PMU's) y Concentradores de Datos Fasoriales (PDC's) en el SNI de Guatemala

Con relación al Proyecto "Implementación de Unidades de Medición Fasorial (PMU's) y Concentradores de Datos Fasoriales (PDC's) en el SNI de Guatemala" se llevó a cabo lo siguiente:

- Coordinación de ejecución del Plan de Mantenimiento.
- Se llevó a cabo el cambio de firmware a 12 PMU's.
- Actualización de las herramientas de visualización e histórico.
- Instalación de dos consolas de visualización en el CDC con arreglo de monitores.
- Se instalaron pantallas de visualización en el CDC.
- Compra de equipo necesario para llevar a cabo la fase complementaria del proyecto.

El proyecto ha sido presentado en las siguientes conferencias:

- Presentación del proyecto en el Western Protective Relay Conference 2012.
- North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Work Group Meeting, en Febrero 2013 en USA.
- Power and Energy Automation Conference, en Marzo 2013 en USA.
- XI Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, en Mayo 2013 en México.
- PACworld, en Junio 2013 en Irlanda.



Presentación en el Western Protective Relay Conference 2012.

## Estudios de Acceso a la Capacidad de Transporte e Informes de Calidad

Se realizó el planteamiento de premisas para 29 estudios de acceso a la capacidad de transporte de nuevos proyectos. En

cumplimiento de las normas NTCSTS, se elaboraron 61 informes mensuales sobre los Índices de Calidad de Voltaje de los Agentes Transportistas TRELEC, ETCEE, Duke Transmission, RECSA Transnova y TREO. Asimismo, se realizó validación de 61 informes de calidad del Servicio Técnico (indisponibilidades de líneas de transmisión y transformadores de corriente) remitidos por agentes transportistas.

Como parte de los procesos de autorización iniciados por los interesados en cumplimiento de las normas NTAUCT, se revisaron los estudios de conexión de la Subestación y del Gran Usuario CGN etapa 1, emitiendo las recomendaciones pertinentes.

Se participó en la revisión de las normas técnicas NTCSTS, NTDOID y NTDOST, como parte del proceso de actualización de dichas normas que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica está llevando a cabo.

## Estudios para Fijar el Peaje del Sistema de Transporte 2013-2014

Para el período 2013-2014, el AMM realizó el estudio "Actualización de Costos de Unidades de Propiedad Estándar (UPE) y Determinación de Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala para el Período 2013 – 2014", para lo cual:

- a) Se actualizaron los costos unitarios de las UPE existentes.
- b) Se crearon las nuevas UPE necesarias (modificaciones experimentadas por los sistemas de transporte en el bienio y las de los otros activos no eléctricos de los transportistas que sean necesarios para la prestación del servicio de transporte de potencia y energía eléctrica).
- c) Se determinaron los costos de operación y mantenimiento.
- d) Se calcularon valores de anualidad de la inversión, para las instalaciones de cada uno de los transportistas.

Los objetivos planteados para dicho estudio son los siguientes:

- a) Actualizar a precios de mercado los elementos que conforman las UPE.
- b) Aplicar el Procedimiento Técnico para determinación del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala.
- c) Calcular Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de cada uno de los transportistas.
- d) Obtener un informe técnico que integre la Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de

Transmisión Económicamente Adaptado de Guatemala para el Período 2013–2014.

Los resultados del estudio fueron remitidos a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el 30 de noviembre de 2012, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 69 del Título IV, Capítulo II de la Ley General de Electricidad.

## Informes Posdespacho

Fueron publicados los Informes de Posdespacho para cada día del año, los cuales incluyeron los resultados del Precio de Oportunidad de la Energía –POE–, Generación Forzada, Servicios Complementarios, principales incidencias en el Sistema Nacional Interconectado, análisis de las desviaciones del POE proyectado, variaciones en las transacciones regionales, indisponibilidades de las unidades generadoras, caudales y niveles de embalse y las curvas de las interconexiones. Mensualmente se emitió el informe de posdespacho que integra y resume la información que fue diariamente publicada en la página web del AMM.

Adicionalmente, se elaboró el Informe Estadístico del Mercado Mayorista correspondiente al año 2012, el Informe de Costos Mayoristas 2013-2014, el cual incluye la Proyección de los Costos Diferenciales de los Contratos Existentes para el período del 1 de mayo 2013 al 30 de abril 2014.

## Nuevos Participantes

Se coordinó la habilitación a 52 nuevos participantes del Mercado Mayorista integrados de la siguiente manera: 5 Agentes Generadores, 41 Grandes Usuarios, 1 Agente Comercializador y 5 Generadores Distribuidos Renovables.

## Medición Comercial

Se procesaron mensualmente los datos registrados de medición de energía eléctrica de todos los puntos de inyección y retiro habilitados en el Sistema de Medición Comercial –SMEC– (1386 medidores). Derivado de los esfuerzos que hace el AMM de manera continua y los aportes de los agentes, la proporción de medidores interrogados automáticamente desde el AMM ha seguido incrementándose, y para el periodo informado creció en 11% (de 70% a 81%).

Los esfuerzos conjuntos entre el AMM y los participantes del Mercado Mayorista ha permitido la actualización de la base de datos del SMEC con información de 178 casos entre los cuales están incluidos 12 puntos de medición de nuevos generadores, 5 de nuevos circuitos de distribución, 41 de nuevos grandes

usuarios, así como 26 cambios de razón social realizados por grandes usuarios; el resto de casos corresponde a grandes usuarios que cambiaron de proveedor o de ubicación física, que unificaron carga o cerraron operaciones.

Se elaboraron los reportes mensuales establecidos en el Acuerdo Gubernativo 244-2003 y se remitieron al Ministerio de Energía y Minas. Adicionalmente se enviaron a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los reportes mensuales con los perfiles horarios de demanda de energía de los Distribuidores, así como de demanda y/o inyección de energía de otros Participantes y Grandes Usuarios conectados a las redes de distribución.

Al finalizar el período, se llevaron a cabo 118 habilitaciones de equipos de medición y 595 verificaciones no periódicas a instalaciones de medición de Participantes del Mercado Mayorista.



## Registadores de Eventos

Con relación a la Red de Registadores de Eventos:

- Se coordinó la ejecución del Plan de Mantenimiento.
- Se instaló el Registrador de Eventos en La Subestación La Esperanza el cual monitoreará las líneas de transmisión La Esperanza – Los Brillantes 230 kV y La Esperanza – Xacbal 230 kV, Transformación 230/138 kV y 230/69 kV.

## Demanda Firme para el año estacional 2013 – 2014

De conformidad con lo establecido en el marco regulatorio vigente, el AMM debe calcular la Demanda Firme de cada Participante Consumidor, en la hora de demanda máxima anual proyectada para el Sistema Nacional Interconectado, para que puedan cumplir con la obligación de tener dicha Demanda cubierta con contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente.

Tomando en cuenta los plazos indicados en la normativa, se generó el calendario correspondiente al Cálculo de Demanda Firme para el periodo 2013 – 2014, el cual fue aprobado por la Junta Directiva del AMM.

Se calculó la Demanda Firme para 850 consumidores activos y se ha determinado la Demanda Firme de Grandes Usuarios que se han incorporado al Mercado Mayorista, en lo que va del presente año. De lo actuado, se informó quincenalmente a la CNEE y se implementaron los indicadores de desempeño para mantener un mejor control del proceso de Cálculo de Demanda Firme.

## Seguimiento a Ejecución de Programas de Mantenimiento.

El AMM ha dado seguimiento a la ejecución de programas de mantenimiento preventivo de las instalaciones de generación y transmisión, que puedan tener incidencia en la continuidad y seguridad de suministro. Durante el periodo julio 2012-junio 2013, se realizaron 16 visitas de seguimiento a agentes generadores, con las cuales se pretende verificar que los trabajos se realicen conforme lo planeado, e identificar eventualidades que puedan retrasar el retorno a operación de las instalaciones objeto de mantenimiento.

## Proyecto de Sede Propia para el AMM

Al obtenerse la aprobación de los Términos de Referencia para el Diseño y Planificación de la Sede del AMM, en julio de 2012 se inició el concurso para contratar a la entidad responsable llevar a cabo el Diseño, Planificación y Obtención de Licencias, para la construcción de la sede del AMM. Se recibieron 29 manifestaciones de interés, solicitando copia de los Términos de Referencia. Al concluir el plazo fijado para el efecto, se recibieron 8 ofertas de empresas interesadas.

La evaluación de ofertas se llevó a cabo tomando en cuenta aspectos relevantes como la experiencia del oferente y el equipo de trabajo propuesto, entre otros. En noviembre de 2012 se seleccionó a la empresa Studio Domus, S.A., como Planificador y Diseñador del proyecto. En diciembre de 2012 se firmó el contrato y a la fecha se ha completado la primera de tres fases, consistente en llevar a cabo el diseño arquitectónico, la cual se desarrolló en estrecha colaboración entre el personal técnico y profesional del AMM, el Asesor Teknoplan y los profesionales de Studio Domus. Se espera que las siguientes dos fases del contrato se realicen dentro de las 10 semanas siguientes a la aprobación del diseño arquitectónico.

## Proyecto AMM Plus

Como parte de la implementación del proyecto AMM Plus, se inició la ejecución de los planes de acuerdo a los objetivos estratégicos, dentro de los cuales se cuenta con los siguientes logros:

- Se completaron los manuales de Operación de las áreas del AMM, conteniendo las descripciones de puestos, procesos e indicadores. Esta documentación se realizó como paso inicial en el proceso de Mejora Continua.
- Se desarrollo e implementó el Tablero Estratégico -BSC-, mediante el cual, de acuerdo al Modelo de Gobierno implementado, se podrá dar seguimiento a la ejecución y al cumplimiento de los objetivos estratégicos de las áreas, así como el avance de implementación de planes operativos.
- Se implementó el área de Comunicación Estratégica, mediante la cual se realizó el manual de imagen y el diseño de nuevo lema del AMM: "Transparencia y Líquidez en el Mercado Eléctrico".



Tablero Estratégico BSC

- Dio inicio el programa de Capacitación dirigido a los Participantes, con el fin de brindarles información que les permita interactuar adecuadamente dentro del AMM, propiciar la especialización del personal de los Participantes en los temas relacionados con la operación técnica y comercial del Mercado Mayorista y facilitarles un mecanismo de certificación para facilitar interacción de los mismos, en los procesos del AMM.

En la primera de las jornadas, se impartió el curso de Introducción al Mercado Mayorista, la cual contó con participación de numerosos asistentes. También se ha continuado con las Juntas Semanales Operativas (JSO) con las coordinaciones de todas las Gerencias con el fin de mejorar resultados, dar seguimiento a los planes operativos y así alcanzar las metas del AMM.

## Tecnología Informática

De acuerdo con el proyecto AMM-PLUS, se conformó la Gerencia de Apoyo Tecnológico, integrada por la coordinación de Tecnología Informática y el área de Proyectos Especiales, la que se instaló en el nivel 5 de la Torre I del Centro Gerencial Las Margaritas.

Con la finalidad de garantizar una mejor comunicación se instaló un sistema de respaldo de comunicaciones con celulares PTT. Así mismo se integró el Sistema de Voz Operativa al sistema de grabación de voz de la planta telefónica.

Se sintonizó una planta generadora nueva (Palo Viejo Unidad 2) para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa.

Debido a la necesidad de mejorar la atención al participante y personas externas a la institución además de poder llevar un mejor control de las llamadas, se instaló un software de centro de atención de llamadas en la planta telefónica.



División de Apoyo Tecnológico -AMM-, Nivel 5

Con el fin de garantizar la protección de los enlaces de telemetría del AMM se instalaron equipos de seguridad (firewalls).

Para operar en el Mercado Eléctrico Regional se implementaron y actualizaron interfaces informáticas garantizando así la operación en el Mercado Mayorista local, Regional y comercial con México.

## Capacitación

Personal de Operación del Mercado participó en los Cursos Metering Central America & México y Private Power in

Central America, ambos con la finalidad de ampliar el conocimiento del mercado Regional. Personal de Operación en Tiempo Real, Estudios Eléctricos y Programación Diaria recibieron el curso de PSS/E que se llevó a cabo en Guatemala del 24 al 28 de junio 2013.

Así mismo se especializaron en el Análisis de reportes de Configuración de Medidores que utilizan los agentes en el Mercado Mayorista.

Para tener un mejor manejo de la información, personal de Transacciones Económicas y Transacciones Internacionales, recibieron cursos de capacitación de Microsoft Excel 2010 y Oracle Business Intelligence Discoverer.

Personal de Operación del Sistema participó en el curso sobre Analisis de Proyectos de Generación y Transmisión utilizando el Modelo SDDP, así mismo en el Curso de Introducción al flujo de potencia y simulación dinámica.

El 13 y 14 de marzo 2013 se llevó a cabo en Cuernavaca Morelos, México el Curso de Redes Inteligentes, recibido por personal de Operación del Mercado.

Para brindar un mejor servicio y atención al Participante del Mercado Mayorista, personal de Apoyo Estratégico recibió un Curso de Gerencia y Dirección de Equipos de Servicio al Cliente. Así mismo se recibió un Curso de Fotografía Básico para la buena documentación de los distintos eventos que el AMM realiza.

El personal de Apoyo Tecnológico se capacitó en distintos cursos con la finalidad de brindar una buena atención al cliente interno de la organización y para la buena operación de los sistemas informáticos, el listado de cursos es el siguiente:

- Curso de ChekPoint
- Introducción al Sistema e-PSR
- Desarrollo JavaScript Web App FrameWork
- Instalación, Configuración y Administración de Windows 7
- Capacitación en Seguridad Cibernética a través de firewalls

Como parte de la inducción y capacitación a los Participantes del Mercado Mayorista, se organizaron conferencias sobre diferentes temas técnicos, comerciales y regulatorios, relacionados con la operación del Mercado Mayorista, tales como Transacciones de Corto Plazo entre Guatemala y México, Valor del Agua, Determinación de la Demanda Firme y su relación con la Reserva Rodante Operativa, entre otros.



Diagonal 6 10-65 Zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre | Nivel 15,  
Guatemala C.A.  
PBX: (502) 2205-2300 / 2327-3900 FAX: 2327-3907  
[www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt)