

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



**CONTRATO DE SERVICIOS DE
CONSULTORÍA AUDITORÍA AL
MERCADO MAYORISTA
CONTRATO NRO 2-184-2009**

**SECCION V: VERIFICACIÓN, ANÁLISIS Y
DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES**

INFORME FINAL

Preparado para:

CNEE

10 de Diciembre de 2010

P057-09

MOE

Buenos Aires, 15 de Diciembre de 2010

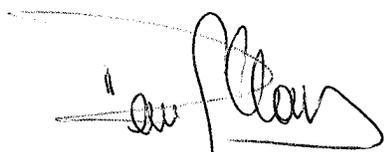
Señor Presidente
De la Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Ing. Carlos Colom Bickford
4 Avenida, 15-70 Zona 10, Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala
Guatemala

Ref.: Contrato de Servicios de Consultoría
Auditoría al Mercado Mayorista –
Contrato Nro. 2 – 184 – 2009

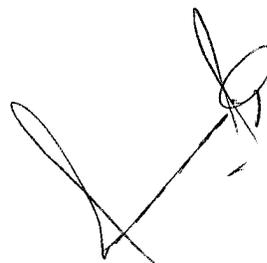
De nuestra consideración:

Nos es grato adjuntar a la presente un original y una copia del Informe Final “Sección V, – Verificación, Análisis y Discusión de Temas Relevantes y una copia digital en CD conteniendo un archivo de texto con el índice de los mismos, dando conformidad a lo estipulado en el contrato mencionado en la referencia.

Sin Otro particular, Saludamos a usted muy atentamente.



Ing. Daniel G. Llarens
Responsable de la Auditoría



**CONTRATO DE SERVICIOS DE CONSULTORÍA AUDITORÍA AL
MERCADO MAYORISTA
CONTRATO NRO 2-184-2009**

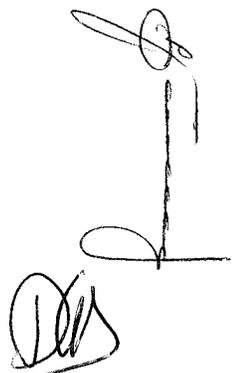
**SECCION V: VERIFICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS
RELEVANTES**

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	4
1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVO	4
3. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	5
3.1. <i>CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS COMPETITIVOS</i>	5
3.2. <i>EL SECTOR ELÉCTRICO Y LA NECESIDAD DE DISEÑAR UN MERCADO REGULADO</i>	6
4. ALCANCE DE LOS TRABAJOS	9
5. RESULTADOS OBTENIDOS	11
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	30
7. ANÁLISIS Y SEÑALAMIENTO DE LOGRO DE OBJETIVO PROPUESTO PARA LA AUDITORIA	31
INFORME FINAL	33
1. INTRODUCCIÓN	33
2. OBJETIVO	33
3. INFORMACIÓN UTILIZADA	33
4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES EN RELACIÓN CON LA ORGANIZACIÓN DEL MM, SU NORMATIVA Y PROCESOS REALIZADOS POR EL AMM. EVALUACIÓN DEL GRADO DE AJUSTE A LA REGULACIÓN DE LOS PROCESOS REALIZADOS POR EL AMM	34
4.1. <i>PROCESO DE AJUSTE DE LAS NORMAS DE COORDINACIÓN</i>	36
4.2. <i>PROCESO DE PROGRAMACIÓN Y DESPACHO</i>	37
4.3. <i>PROCESO DE CÁLCULO DE PRECIOS DE LA ENERGÍA</i>	49
4.4. <i>LA CONTRATACIÓN DE ENERGÍA COMO SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO EN EL LARGO PLAZO</i> <i>50</i>	
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES EN RELACIÓN CON LOS PARTICIPANTES DEL MM	60
5.1. <i>AJUSTES EN LAS NORMAS DE COORDINACIÓN</i>	60
5.2. <i>SUMINISTRO DE INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN</i>	62
5.3. <i>PROGRAMA DE MANTENIMIENTOS. DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES GENERADORAS</i>	63
5.4. <i>INVERSIONES EN NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN</i>	65
5.5. <i>INTERCAMBIOS DE IMPORTACIÓN / EXPORTACIÓN.</i>	66
6. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES EN RELACIÓN CON EL AMM	68
6.1. <i>USO APROPIADO O INAPROPIADO DE INFORMACIÓN, ACCESO A LA INFORMACIÓN DE LOS PARTICIPANTES DEL MM.</i>	68
6.2. <i>TRATO DISCRIMINATORIO A AGENTES Y PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA.</i>	69
6.3. <i>PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD Y DE POTENCIA MÁXIMA.</i>	71
6.4. <i>FACTORES DE PÉRDIDAS.</i>	73




6.5. SISTEMAS INFORMÁTICOS, PROCEDIMIENTOS, MÉTODOS, METODOLOGÍAS, MODELOS Y BASES DE DATOS USADOS POR EL AMM PARA LA PROGRAMACIÓN, OPERACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA.	75
6.6. ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN DEL MERCADO Y POSICIÓN DOMINANTE.	78
6.7. ACCIONES O CIRCUNSTANCIAS INUSUALES DE COMERCIALIZACIÓN O DECLARACIÓN DE COSTOS.....	79
6.8. ENERGÍA No SUMINISTRADA (ENS).....	83
6.9. DESVÍO DEL PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA ESTIMADO EN LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO Vs POE.....	84
6.10. DESVÍO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ESTIMADO EN EL PRE-DESPACHO Vs POE	85



**CONTRATO DE SERVICIOS DE CONSULTORÍA AUDITORÍA AL
MERCADO MAYORISTA
CONTRATO NRO 2-184-2009**

**SECCION V: VERIFICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE
TEMAS RELEVANTES**

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN

El presente es un informe que forma parte de las tareas realizadas por Mercados Energéticos Consultores (en adelante **ME**) para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (en adelante **CNEE**) en cumplimiento del CONTRATO DE SERVICIOS DE CONSULTORÍA AUDITORÍA AL MERCADO MAYORISTA CONTRATO NRO 2-184-2009 cuyo objeto es realizar una auditoría del Mercado Mayorista de Guatemala.

Este documento es el **Informe Final** de la SECCION V: VERIFICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES.

2. OBJETIVO

Esta sección de la Auditoría tiene por objetivo analizar y formular las recomendaciones pertinentes respecto a los siguientes aspectos:

- a. El accionar del AMM o de un Participante del MM respecto a la frecuencia que tienen determinadas conductas que afectan al MM así como los elementos que dispone a tal efecto, aún cuando sean consistentes con los principios vigentes.
- b. Evaluar los mecanismos existentes en el MM para moderar conductas que afecten el funcionamiento del MM.
- c. Evaluar la gravedad del efecto económico ó sobre el sistema, del comportamiento por parte del AMM o un Agente y/o Participante del MM cuando este afecte al funcionamiento del MM, determinando:
 - Si afecta la manera en que evoluciona el mercado.
 - Si provoca incertidumbre en el mercado, generando posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
 - Si influye en la señal de precio del mercado.
 - Si introduce riesgo de vertimiento de embalses.
 - Si afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.
 - Si restringe o impide, de manera temporal o permanente, la posibilidad que otros agentes o posibles participantes del mercado compitan en un plano de igualdad.

El desarrollo de esta tarea se realiza en base a los resultados obtenidos en las secciones anteriores. Cabe destacar que en los informes correspondientes a dichas secciones se han destacado los aspectos detectados como críticos que surgen de los indicadores evaluados, del análisis de los procesos que realiza el AMM en cumplimiento de sus funciones como administrador del MM, de las recomendaciones

de las auditorías anteriores y del análisis de la implementación de las adecuaciones normativas publicadas en septiembre 2007.

3. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

3.1. Características de los mercados competitivos

Desde la implementación de mercados mayoristas de electricidad en Chile en los años 80 y luego en Inglaterra y Gales en 1990 se observó a nivel mundial una tendencia a la desregulación de los mercados eléctricos; desintegrando las antiguas compañías estatales verticalmente integradas en diferentes empresas de generación, transmisión, distribución y/o comercialización. Algunos de estos segmentos han sido típicamente expuestos a la competencia (ej. generación) mientras que otros continúan regulados (ej. distribución), teniendo en cuenta que las industrias de redes constituyen generalmente monopolios naturales debido a la subaditividad de costos que en esas redes generan. Las organizaciones sectoriales estructuradas con base a mercados se basan en dejar sujeta a competencia toda actividad que se considere que se puede desarrollar en forma libre logrando por esta vía una mayor eficiencia que si se aplicase la solución regulada (sea esta sobre empresas privadas o de propiedad estatal).

Esta "confianza" en la competencia como vía para la asignación eficiente de recursos se apoya esencialmente en el Primer Teorema de la Economía del Bienestar que anuncia que un Equilibrio Competitivo¹ es Pareto Óptimo, es decir, logra una asignación eficiente de los recursos de manera tal que se maximiza el bienestar general y resulta imposible beneficiar a alguien sin perjudicar a otro. Los supuestos bajo los cuales esto se demuestra son:

- Compradores y vendedores son tomadores de precios
- Producto homogéneo y privado (no público)
- Ausencia de externalidades
- Información perfecta
- Divisibilidad del producto
- Ausencia de barreras a la entrada o salida

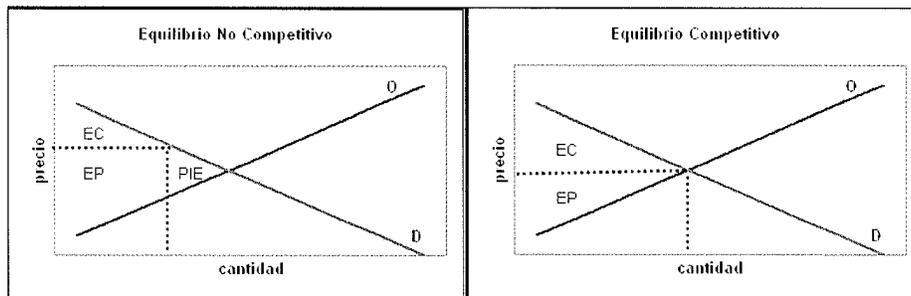
El incumplimiento de alguna de ellas implica que algunos agentes están en condiciones de ejercer poder de mercado por lo que tendrían posibilidad de influir en el precio y alcanzar un equilibrio distinto del competitivo, que si bien aumenta el beneficio (o bienestar) de los agentes con capacidad de influir en el resultado no maximiza el excedente total de productores y consumidores y por lo tanto resulta en una asignación ineficiente de recursos.

Trasladando estos resultados a un equilibrio parcial, si en un mercado hay competencia se logra la eficiencia asignativa cuando se igualan la oferta y la demanda. El excedente total se maximiza cuando el beneficio marginal (bmg) que brinda el consumo del bien iguala al costo marginal (cmg) de producirlo; y en un mercado de competencia perfecta la estrategia óptima de un productor tomador de precios es ofrecer su bien a costo marginal por lo que al igualarse oferta y demanda se determina

¹ El teorema está anunciado para un Equilibrio Competitivo o Walrasiano, de Equilibrio General pero que para su demostración necesita de los supuestos de competencia perfecta en cada uno de los mercados involucrados (equilibrios parciales de competencia).



el precio de equilibrio, que resulta igual al costo marginal. Asimismo, como la demanda iguala el precio a su beneficio marginal, queda garantizada la condición de optimalidad de $bmg=cmg^2$. El excedente total (la suma del excedente consumidor –EC– y del excedente del productor –EP–) resulta así máximo.



Cualquier otro precio genera una pérdida irre recuperable de la eficiencia, como se muestra en el segundo gráfico, ya que cualquier oferente estaría dispuesto a producir y vender una unidad adicional a un precio menor, siempre que las unidades marginales se siguieran vendiendo a ese precio más alto (al que se llega por la existencia de algún fallo de mercado) y los compradores aumentarían su bienestar. Es decir, es posible una mejora de Pareto ya que la asignación es ineficiente.

3.2. El Sector Eléctrico y la necesidad de diseñar un Mercado regulado

Por varias razones, cuando se organiza un mercado de electricidad, algunas condiciones de las descritas anteriormente no se cumplen. Sin embargo, dadas las ventajas en términos de eficiencia asignativa de los mercados competitivos, estos “fallos” de mercado intentan ser salvados a través de la regulación para poder así emular a la competencia perfecta en los mercados eléctricos mayoristas.

Una característica particular de la electricidad es que no puede almacenarse en escalas comparables a la de un sistema interconectado. Esto implica que, esencialmente, deba producirse en el mismo instante en que se lo demanda. Si bien esta condición determina un conjunto de complejidades técnicas, también las origina en los aspectos económicos. Siguiendo el concepto de competencia perfecta, esta condición determina que la demanda, si desease participar en el mercado, debería tener en cada instante información de lo que en él ocurre (precios, cantidades, conformación de las ofertas de compra y venta, etc). La imposibilidad de cumplir este requisito, al menos para una parte significativa de la demanda, lleva a que esa porción significativa se comporte, en el corto plazo, en forma inelástica al precio. En otras palabras, la demanda “compra” sin saber el precio exacto en el instante que compra. Asimismo, surgen debido al mismo concepto, dos características estructurales de los mercados de electricidad:

² Para una demostración formal ver Varian, H., Microeconomic Analysis, W.W. Norton, Nueva York. Third edition 1992.

- Los mercados eléctricos son por naturaleza de corto plazo (instantáneos en el límite), pues ese es el plazo que media entre producción y consumo, sirviéndose de herramientas comerciales para cubrirse (tanto compradores como vendedores) de las variaciones que ese mercado de corto plazo pueda tener. Se originan así los mercados de contratos, en todas sus variantes, que en la medida en que se transforman (libremente o por imposición regulatoria) en la principal forma de compra venta de energía, relegan al mercado de corto plazo a una función de mercado de ocasión para compra venta de faltantes / sobrantes respecto de las posiciones tomadas en contratos.
- los mercados eléctricos que se organizan son de naturaleza esencialmente mayorista, pues se entiende que, por el lado de la demanda, sólo los grandes consumidores o las empresas que compran grandes cantidades para terceros (comercializadores, distribuidores) pueden cumplir con el requisito de información completa.

La inelasticidad al precio que presenta gran parte de la demanda en el corto plazo lleva a lo que usualmente se conoce como “falla del mercado” y crea un ambiente propicio para el ejercicio de poder mercado. En condiciones en que no existe oferta suficiente (en cantidad) para abastecer esa demanda inelástica, la dinámica del propio mercado lleva a un punto de funcionamiento infactible, pues la demanda seguirá demandando aunque no haya suficiente producto. Esta circunstancia requiere que alguien, en representación de la demanda inelástica, defina qué porción de la misma quedará insatisfecha.

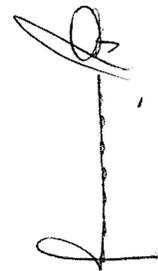
Del lado de la oferta, usualmente la misma está compuesta por participantes que tienen una capacidad de producción relevante cuando se la compara con la escala del mercado en sí. Esto es particularmente cierto en los mercados eléctricos de América Latina donde es posible observa un número limitado de empresas participantes.

Esto implica que, frecuentemente, se está estructuralmente lejos de la atomización de participantes que requieren las condiciones para que exista competencia perfecta. Este factor, combinado con la inelasticidad precio de corto plazo de gran parte de la demanda, determina que frecuentemente haya participantes en la oferta cuya presencia es requerida en forma indispensable para abastecer la demanda inelástica.

En otras palabras, si dicha oferta no estuviese presente, habría que recurrir a racionamiento de parte de esa demanda. Esta condición determinaría que ese participante en la oferta podría, en teoría, ofrecer su producto a un precio tan elevado como desease, y siempre habría demanda dispuesta a comprar, no por estar dispuesta a hacerlo desde el punto de vista económico, sino porque sencillamente la demanda no sabe a qué precio está comprando. En consecuencia, se generan condiciones para el ejercicio de poder de mercado del lado de la oferta.

Por otro lado, las restricciones técnicas (determinadas por leyes físicas sobre flujos eléctricos y sobre el equipamiento de generación) producen importantes efectos externos que afectan la formación de precios. El deterioro de las condiciones de competencia perfecta puede dar lugar a conductas oportunistas de agentes del mercado, distorsionando a su vez las señales que guían las decisiones de los agentes.

Hay mercados eléctricos organizados en los que se admite que las ofertas sean formuladas libremente (precios y cantidades), y que sean las instituciones y organismos, los encargados de velar por la existencia de condiciones de competencia en ese mercado. Se hace así un control “ex post” que busca determinar que las características antes mencionadas no generen pérdidas de eficiencia. Sin embargo, la gran mayoría de los mercados eléctricos mayoristas organizados en América Latina, parten de un concepto de introducir mayor regulación en estos aspectos, en la medida que se entiende que las condiciones antes descriptas que afectan a la competencia




son de carácter estructural y por lo tanto no se pueden mitigar por mecanismos de mercado.

Surgen así los mercados mayoristas “basados en costos variables”, en los que, con mayor o menor flexibilidad, se introducen limitaciones a los precios que se consideran para las ofertas, de modo tal que los mismos “sean representativos” de los precios libres que se hubieran ofertado si reinaran plenamente las condiciones de competencia perfecta.

Adicionalmente, los mercados basados en costos variables son usualmente de tipo “mandatorios”, en términos de que toda la oferta tiene obligación de poner a disposición su capacidad física de producción. Si no fuera así, al haber regulado en mayor o menor medida sobre los precios de oferta, se dejaría la posibilidad de que los ofertantes especulen retirando parte de su capacidad del mercado cuando lo estimen conveniente, logrando así que el precio resulte más elevado que el competitivo.

En síntesis, la implementación real de un mercado de electricidad, partiendo del concepto de competencia perfecta, al considerar las características propias de la electricidad como producto y las realidades de los sistemas eléctricos desarrollados para su producción y abastecimiento, requiere de la imposición de ciertas condiciones, que en los mercados eléctricos de América Latina incluido el MM de Guatemala son, en términos generales, las siguientes:

- Mercados mayoristas basados en ofertas a “costos variables”
- Mercados mandatorios (obligación de poner a disposición la capacidad de producción de toda la oferta)

En estos esquemas, mantiene plena vigencia el concepto de despacho económico de generación, entendiéndolo por tal al proceso por el cual se logra abastecer la demanda (implícitamente inflexible) utilizando para ello los recursos disponibles de menor costo (o que impliquen máximo beneficio social si hay ofertas de demanda), sujeto a las condiciones de seguridad requeridas para la operación.

En los casos en los que la limitación sobre el precio de la oferta sea máxima, obligando a que la misma sea igual al costo variable de producción de cada ofertante, al proceso de despacho económico se le adiciona el proceso de determinación de tales costos que, siguiendo el concepto de que los mismos sean reflectivos del precio que se hubiera ofertado en condiciones de competencia perfecta, deben considerar su costo de oportunidad (en caso de tenerlo).

La condición de oferta mandatoria usualmente determina la necesidad de:

- Cuantificar cuáles son las cantidades que se deben ofertar
- Controlar que tal capacidad sea puesta a disposición

La práctica determina que los procesos de determinación de costos se asimilen al despacho económico, pues están íntimamente relacionados en la medida que la determinación de costos de oportunidad requiere en algunos casos evaluar situaciones futuras de despacho económico (caso de la generación hidroeléctrica y la definición del valor del agua), en tanto que las condiciones de mandatoriedad se asimilan al concepto de garantía de suministro y los procesos asociados a las implementaciones regulatorias.

Asimismo, resulta relevante el requisito de que los procesos mencionados sean ejecutados en forma independiente de los participantes del mercado, tanto del lado de la oferta como de la demanda, pues la propia existencia de los mismos obedece a la necesidad de introducir regulación en aspectos en que la realidad física y estructural determina que no se cumplan las condiciones de competencia perfecta.

4. ALCANCE DE LOS TRABAJOS

La organización que se le da a un mercado define en gran medida las posibilidades que existen de que se den en la práctica conductas por parte de agentes del MM que den como resultado una afectación del MM en el sentido de poder cumplir con el objetivo primario de que se logre abastecer toda la demanda de energía eléctrica, con una adecuada calidad y a precios competitivos que reflejen el mínimo costo.

La LGE de Guatemala delega en un ente privado, el AMM, la responsabilidad de operar el MM de forma tal de lograr el abastecimiento de energía a mínimo costo, establecer los precios de mercado de corto plazo de energía y potencia, y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica. Por su parte los agentes del MM están obligados a operar sus instalaciones conforme lo indique el AMM.

El RAMM asigna también al AMM la obligación de realizar las Normas de Coordinación de forma tal de cumplir con los objetivos de la LGE.

Por su parte la CNEE tiene la responsabilidad de aprobar las Normas de Coordinación propuestas por el AMM. Tiene además, entre otras obligaciones, vigilar el funcionamiento del MM.

El MM de Guatemala es un mercado basado en costos de producción y con obligación de disponibilidad por parte de los Participantes Productores. El despacho de generación es el de mínimo costo y el precio de la energía queda definido por el costo variable de la unidad de generación de mayor costo variable convocada a generar en cada hora.

Se entiende que esta ha sido la respuesta regulatoria a las características de los mercados eléctricos descritas en los puntos anteriores:

- Mercado imperfecto
- Concentrado a nivel de generación.
- Inelasticidad de la demanda de energía al precio de la misma.
- Existencia de externalidades que afectan la determinación de los precios de la energía.
- Posible ejercicio de poder de mercado (explícito o implícito)

En tal contexto, se entiende que el cumplimiento de los objetivos de la presente auditoría se debe centrar en evaluar la gestión del AMM siendo el principal responsable de que el MM opere conforme lo establece la LGE en un marco de transparencia que asegure un trato equitativo y no discriminatorio hacia todos los agentes del MM.

A tal efecto para evaluar el cumplimiento de los objetivos en lo que se relaciona con los Participantes del Mercado Mayorista, se realizan los siguientes análisis³.

- Evaluar si la normativa vigente permite interpretaciones que puedan atentar con el desarrollo de un mercado competitivo
- Identificar vacíos o ambigüedades que posibiliten determinadas conductas que afecten el funcionamiento deseado del Mercado Mayorista
- Indicar ajustes regulatorios que se requerirían para evitar estas situaciones.

³ Los análisis realizados en la presente auditoría son similares a los realizados en la Auditoría de 2004 de forma tal de homogeneizar el tratamiento que se le da a la evaluación del funcionamiento del MM.

Para evaluar el cumplimiento de los objetivos en lo que se relaciona con el AMM, se realizan los siguientes análisis:

- Evaluar acciones o circunstancias que indiquen una posible restricción o discriminación al libre acceso a la red de transporte.
- Evaluar el acceso a la información del Mercado Mayorista
- Evaluar el grado de ajuste a la regulación de los procesos realizados por el AMM
- Analizar eventuales actividades o circunstancias inusuales relacionadas con la importación / exportación con otros países de la región
- Evaluar las posibles causas de variaciones de precios de modo de identificar las causas que los originaron (spot, desvíos de potencia, servicios complementarios, peajes).
- Evaluar el actual sistema de resolución de reclamos determinando el grado de cumplimiento del mismo.
- Evaluar el funcionamiento de la aplicación de las Normas de Coordinación Comercial y Operativa evaluada con relación a los principios del marco regulatorio vigente.
- Evaluar las señales de Mercado de la Generación Forzada
- Evaluar cualquier otro acto o comportamiento del AMM, por acción u omisión, que sea contrario al espíritu e intención de la Ley, sus Reglamentos, resoluciones de la CNEE y las Normas Técnicas y de Coordinación

Los indicadores muestran la operación histórica del MM y del accionar del AMM en cumplimiento de sus funciones reguladas. Las evaluaciones realizadas respecto a los procesos que realiza el AMM, de las recomendaciones de auditorías previas y de las modificaciones realizadas en las normas de coordinación, permiten tener un impresión sobre si a futuro se pueden repetir conductas que den cómo resultado una evolución incorrecta del MM que no permita cumplir con los objetivos de la LGE.

Los puntos destacados a evaluar son los siguientes:

- Uso apropiado o inapropiado de información.
- Acceso a la información de los Participantes del Mercado Mayorista
- Trato discriminatorio a Agentes y Participantes del Mercado Mayorista.
- El cumplimiento por parte del AMM a las pruebas de disponibilidad y potencia máxima, durante los dos últimos años estacionales (2007-2008, 2008-2009) y su aplicación.
- Los procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para el cálculo de los Factores de Pérdidas Nodales.
- Los sistemas informáticos, procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para la Programación, Operación y Liquidación de Transacciones del Mercado Mayorista, señalando si cumplen con brindar información confiable y transparente, resultados reproducibles y auditables.
- Si el AMM ha reportado adecuadamente a la CNEE, a los Participantes que incurrieron en las faltas establecidas en la Ley, sus Reglamentos, resoluciones de la CNEE y Normas Técnicas y de Coordinación.
- Índices de concentración de mercado y posición dominante.
- Acciones o circunstancias inusuales de comercialización o declaración de costos.



- Reclamos de los Participantes del MM al AMM.
- Cualquier otro acto o comportamiento del AMM, por acción u omisión, que sea contrario al espíritu e intención de la Ley, sus Reglamentos, resoluciones de la CNEE y las Normas Técnicas y de Coordinación.

5. RESULTADOS OBTENIDOS

De las evaluaciones realizadas en relación con la verificación, análisis y discusión de temas relevantes, surgen los siguientes resultados. Cabe destacar que los Informes correspondientes a las Secciones I, II, III y IV de la Presente Auditoría incluyen información complementaria a lo indicado en el presente informe.

=====

Obs. #1: Proceso de ajuste de las Normas de Coordinación

Los antecedentes disponibles de auditorías previas han destacado la existencia de falencias en el proceso de elaboración y actualización de normas de coordinación y de procedimientos técnicos, siendo la principal de ellas el hecho de que el AMM no ha formalizado dicho proceso, es decir no se tiene definida una periodicidad de reuniones, los participantes de las mismas, agendas, minutas, informe de seguimiento, mecanismos de consulta a los Participantes del MM, etc., lo cual implica prácticas que no contribuyen a la previsibilidad y transparencia del proceso normativo.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

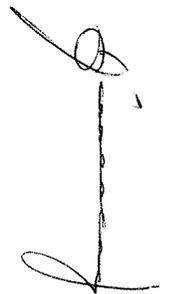
Recomendaciones presente Auditoría:

Si bien existen grupos de trabajo integrados por personal del AMM y de la CNEE que se reúnen con cierta periodicidad para evaluar eventuales modificaciones en las normas de coordinación se cree conveniente que se establezca una adecuada institucionalidad en el proceso de ajuste normativo de forma tal de garantizar a los Participantes del MM que la dinámica de los ajustes tiene por objetivo incentivar la competencia en el MM y la transparencia de sus procesos, evitando que se perciban riesgos en el ajuste de normas que puedan afectar los legítimos intereses de los Participantes del MM. Esto se logra creando un ambiente donde las opiniones de los Participantes del MM puedan ser escuchadas resultado de lo cual, con las justificaciones correspondientes, surjan los cambios normativos.

=====

Obs. #2: Precios de Combustible y Disponibilidad de las unidades generadoras

Del análisis realizado de las normas de coordinación y de los procesos que realiza el AMM se observa que existen espacios significativos para la ineficiencia del MM debido a que el AMM no realiza estudios tendientes a determinar costos reales de OyM



variables de las unidades generadoras, no existen definidos criterios a seguir para aceptar un costo de OyM informado por el generador como variable, el AMM no realiza controles de seguimiento del stock de combustible y se aceptan los precios de compra de dicho combustible aún cuando los precios reales puedan ser muy diferentes.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Mayor

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Para limitar las posibilidades de ejercicio de poder de mercado e incrementar la competencia en el MM:

- Incrementar los intercambios de importación / exportación de energía con países vecinos vía:
 - Habilitar la participación de generadores de otros países en los procesos de contratación de energía vía licitaciones que realicen las empresas distribuidoras.
 - Habilitar al AMM a que compre energía en el MER para abastecer a demanda de usuarios regulados de las distribuidoras toda vez que los costos de oportunidad en el MER sean menores a los precios de la energía en el MM de Guatemala.
- Incrementar los controles que debe realizar el AMM en relación con los costos variables informados por los generadores por medio de las siguientes acciones:
 - Realizar estudios de costos de OyM variables de las unidades generadoras, por tipo, existentes en el MM de Guatemala.
 - Requerir a los generadores que realicen ensayos auditados de curvas de eficiencia de sus unidades generadoras
 - Realizar estudios de costos representativos de combustible.
 - Realizar un seguimiento del stock de combustible disponible en la central habilitando a que sólo una parte del mismo sea considerado en la determinación del costo variable de las unidades generadoras.
- Incrementar los controles que debe realizar el AMM en relación con la indisponibilidad de las unidades generadoras

=====

Obs. #3: Restricciones y generación forzada

Siendo la generación forzada la única variable explícita que muestra el problema que producen en el MM las restricciones que afectan al despacho económico de generación se requiere un control y seguimiento detallado de las mismas de forma tal de minimizar el conjunto de efectos que originan las restricciones.

De las evaluaciones realizadas no se observa que el AMM esté realizando este seguimiento.

La permanencia de la situación actual donde el AMM informa la generación forzada resultante de la operación en tiempo real indicando el motivo de la misma sin justificación alguna de la pertinencia del mismo, y el sobrecostos resultante, se entiende que potencialmente podría ocultar problemas de funcionamiento del MM y del propio AMM como principal responsable de la programación de la operación, todo lo cual quita transparencia al MM y afecta el costo de abastecimiento de la demanda.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que el AMM realice un seguimiento estricto de la generación forzada y los sobrecostos asociados resultante en las diferentes etapas de programación y en la operación en tiempo real.

Como mínimo el AMM debería indicar:

- Programación de Largo Plazo
 - Análisis y evaluación de la operación del MM en el periodo anual anterior a los efectos de cuantificar la generación forzada real, los motivos que la originaron y si las condiciones actuales del sistema podrían acentuar o reducir los problemas.
 - Restricciones impuestas al proceso de planificación. Sustento de las mismas en función de los estudios eléctricos u otras evaluaciones realizadas.
 - Requerimientos de generación forzada resultante del despacho óptimo para diferentes condiciones operativas. Sustento de la misma en función de las restricciones que la motiva.
 - Medidas correctivas que podrían ser utilizadas para minimizar la generación forzada
 - Determinación de la reserva óptima RRO y RRA que minimiza el costo de abastecimiento de la demanda incluyendo los costos de calidad asociados a ENS probable.
- Programación Semanal
 - Análisis y evaluación de la operación del MM en la semana anterior a los efectos de cuantificar la generación forzada real, los motivos que la originaron y si las condiciones actuales del sistema podrían acentuar o reducir los problemas.
 - Restricciones impuestas al proceso de planificación. Sustento de las mismas en función de los estudios eléctricos u otras evaluaciones realizadas.
 - Requerimientos de generación forzada resultante del despacho óptimo para diferentes condiciones operativas.



- Sustento de la misma en función de las restricciones que la motiva.
- Sustento de las diferencias resultantes respecto a las previsiones de la Programación de Largo Plazo.
- Programación Diaria
 - Análisis y evaluación de la operación del MM en el día anterior a los efectos de cuantificar la generación forzada real, los motivos que la originaron y si las condiciones actuales del sistema podrían acentuar o reducir los problemas.
 - Requerimientos de generación forzada resultante del despacho óptimo.
 - Sustento de la misma en función de las restricciones que la motiva.
- Informe de Pos-Despacho
 - Generación forzada discriminada en horas de punta, media y base
 - Motivo que la originó. Sustento de diferencias con lo previsto en el predespacho

El AMM debería además realizar reuniones mensuales con los Participantes del MM en donde exponga los motivos por los que se requiere la generación forzada, los sobrecostos que estas producen, las medidas de mitigación posible. Las reuniones deberían tener una minuta en donde se indiquen los Participantes presentes, los temas tratados, las observaciones y comentarios realizados por los presentes y las respuestas dadas por el AMM. Copia de dicha minuta debe ser luego remitida a la CNEE para conocimiento.

=====

Obs. #4: Modelos para la programación de la operación y el despacho de generación hidráulica

Del análisis realizado respecto a los programas y bases de datos utilizados por el AMM para la programación de la operación se destaca falta de claridad en la NCC-01 respecto a la forma en que se debería determinar el valor del agua de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Mayor

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

La optimización de los recursos energéticos y la determinación correcta de los costos marginales se consideran aspectos relevantes de la operación del MM por lo que se debe dar una respuesta conceptualmente correcta a los problemas mencionados.

A tal efecto se debería considerar como despacho forzado en la semana si un Participante Productor informa la energía hidráulica a generar en la semana. Si esto no sucede se debería indicar en la NCC-01 que el AMM debe determinar el valor del agua




de las centrales con capacidad de regulación por medio de una Programación de Largo Plazo y en función de dicho valor del agua determinar la energía a generar en la semana como resultado de la Programación Semanal

=====

Obs. #5: Seguridad de abastecimiento

La proyección de la demanda se convierte en un aspecto relevante en el proceso de optimización del sistema y en los análisis de seguridad que se realicen para garantizar una operación de mínimo costo y lo más confiable posible. La proyección de la demanda también adquiere importancia comercial dado que define la Demanda Firme que los Participantes Consumidores están obligados a contratar su cubrimiento con Oferta Firme Eficiente de los Participantes Productores y de esta forma incentivar la expansión del parque de generación conforme lo requiere el crecimiento de la demanda contribuyendo esto también a minimizar el costo de abastecimiento.

El proceso de estimación de la demanda presenta algunas falencias que fueron observadas en el Informe correspondiente a la Sección II de la Presente Auditoría.

El AMM no incluye como parte de la información que suministra una proyección de la demanda de Largo Plazo que muestre los requerimientos de Oferta Firme Eficiente en un periodo suficientemente largo compatible con los tiempos requeridos para instalar nueva capacidad de generación. Tampoco realiza estudios de seguridad de abastecimiento de largo plazo que muestren riesgos de abastecimientos y costos marginales.

Esto se considera de alto riesgo ya que no permite anticipar problemas a mediano plazo que requieran algún tipo de acción en el presente para resolver y/o morigerar los posibles efectos adversos que puedan surgir de dichas evaluaciones.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.

Severidad: Media

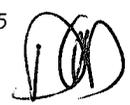
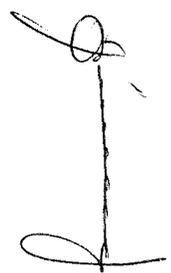
Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Disponer de una proyección de la demanda de largo plazo compatible con los tiempos requeridos para el desarrollo del parque de generación. A tal efecto, como parte de la Programación de Largo Plazo, el AMM debería incluir un estudio de prospectiva del cual surjan los siguientes resultados:

- Proyección de la demanda de energía y demanda máxima de potencia a nivel del sistema interconectado en un periodo que abarque los próximos 8 años.
- Cubrimiento de la Demanda Firme prevista con Oferta Firme Eficiente disponible a la fecha y la que se tiene razonable certeza que entrará en operación comercial en el periodo evaluado.
- Estimación de la ENS esperada considerando diferentes aportes hidrológicos, la disponibilidad típica del parque de generación y la ocurrencia de fallas en el parque de generación y en el sistema de transmisión.

=====



Obs. #6: Proceso de cálculo de precios de la energía

El precio de la energía en el mercado de oportunidad (POE) se define como el costo marginal de generación, siendo determinado como el costo variable de producción de la unidad de mayor costo convocada a generar por el despacho económico de mínimo costo.

En el caso de un despacho hidrotérmico resulta necesario realizar precisiones adicionales de tipo “regulatorias” para el caso donde el valor del agua (VA) de una determinada central hidráulica resulta mayor a los costos variables de producción de las unidades térmicas y aún así resulta despachada dicha central.

En tal situación la aplicación del criterio actual de determinación del POE daría como resultado que el POE resulte igual al VA de la mencionada central.

Se entiende que esto es incorrecto ya que no se cumple el postulado de que en el punto de operación óptima del embalse el VA resulte igual al valor de la unidad térmica de mayor costo operando en régimen permanente.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Mayor

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Determinar el POE en cada hora como el costo variable de producción de la unidad térmica de mayor costo variable de producción convocada a generar por el despacho económico de mínimo costo que no hubiese sido convocada a generar por despacho forzado por restricciones, pruebas, régimen de transición.

=====

Obs. #7: La contratación de energía como seguridad de abastecimiento en el largo plazo

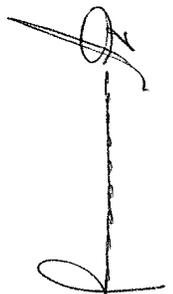
Por diseño, uno de los pilares para el desarrollo de la generación y eficiencia en los Mercados Eléctricos Mayoristas en funcionamiento en la última década ha sido tener un Mercado de Contratos por medio del cual toda la demanda eléctrica es abastecida y un Mercado Spot donde se despacha la energía para cumplir con el objetivo de mínimo costo de operación.

La NCC-13 establece que no existen restricciones en cuanto a la duración de los contratos, los que podrán ser definidos libremente entre las partes, con la única restricción que el Participante Consumidor debe tener cubierta su Demanda Firme de los años calendarios corriente y siguiente.

El periodo antes indicado se considera muy reducido si es que se pretende que vía la contratación de energía se haga posible el desarrollo del parque de generación conforme crece la demanda garantizando ello el abastecimiento de energía a mínimo costo.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.



- Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que la NCC-13 establezca la obligación por parte de las empresas distribuidoras de tener cubierta con contratos de largo plazo (10 años o más) al menos el 50% de sus respectivas Demandas Firmes. Se estima que en un adecuado régimen de funcionamiento, la cobertura de la demanda bajo contratos de largo plazo debería ser del orden del 60%-80% de la demanda, quedando la contratación de corto plazo, de uno o dos años, para el cubrimiento de la demanda restante y para cubrir las diferencias por crecimiento de la demanda.

El procedimiento de licitación de nuevos contratos por energía futura y el diseño de los contratos normalizados deberían tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La necesidad de imponer requerimientos de contratación que hagan eficiente el mercado y aseguren una contratación eficiente
- El periodo de anticipación con que el Distribuidor realiza licitaciones de nuevos contratos debe permitir que se presenten nuevos inversores con centrales a construir si el contrato es asignado a los mismos.
- Asignación adecuada entre las partes de los riesgos de los contratos.
- No incluir penalidades que se superponen a las que se definen en las reglas comerciales del mercado.
- Incluir cláusulas de indexación de precios de forma tal de limitar el riesgo al que se expone un Generador al comprar combustible, y/o comprar en el Mercado Spot, a precios volátiles que varían por motivos fuera de su control.
- No se deben incluir en el llamado a licitación techos a los precios de los contratos que hagan inviable el ingreso de generación nueva.

=====

Obs. #8: La Oferta Firme Eficiente

El proceso de cálculo de la Oferta Firme Eficiente produce que resulten asignadas con OFE principalmente las centrales que generan en base a recursos renovables y en menor proporción las centrales térmicas convencionales, siendo esto resultado de no tomar en cuenta que la OFE térmica está disponible las 24 hs del día mientras que la OFE de recursos renovables sólo se asegura que esté disponible 4 hs por día.

De continuar aplicándose la metodología actual de cálculo de OFE se está incentivando la instalación de generación en base a recursos renovables. Esto si bien puede corresponder a una política energética se entiende que no corresponde hacerlo vía la metodología de cálculo de Oferta Firme Efectiva ya que si esto se hace de esta forma se puede llegar a situaciones donde aún cuando la demanda pague un cargo por potencia por su potencia máxima igual tenga cortes por insuficiente generación.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.



- Influye en la señal de precio del mercado.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

La forma de cálculo de la OFE debe asegurar que la potencia de generación térmica máxima requerida en el periodo de máximo requerimiento térmico tenga asignado una OFE de forma tal de que la demanda que esta abastece tenga asegurado su abastecimiento vía los mecanismos de contratación existentes y/o los propuestos en la Presente Auditoría. La demanda restante se debe asignar a la OFE correspondiente a centrales que hacen uso de recursos renovables.

Este criterio no implica penalizar la generación en base a recursos renovables ya que la generación térmica a la que se le asigna OFE es la que resulta del despacho económico de generación. Dicha generación térmica es requerida para abastecer la demanda debido a que en realidad no está disponible la generación en base a recursos renovables cuando el despacho de mínimo costo requiere el despacho térmico.

=====

Obs. #9: El mercado de Desvíos de Potencia

Los precios al cual se venden los desvíos de potencia son variables y en general significativamente menores al PREFP. En tal condición muy posiblemente un generador nuevo percibirá riesgos en el mercado lo cual puede ser visto como una barrera de acceso.

Cabe destacar que aún cuando el generador térmico suscriba un contrato con un Participante Consumidor esto no le quita el riesgo ya que si a futuro se instala nueva generación en base a recursos renovables puede ver reducida su OFE por lo que deberá comprar sus faltantes respecto a lo contratado a otro generador y perder por lo tanto una parte de su remuneración.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se deben buscar métodos de asignación de la OFE que asegure una razonable asignación de la misma entre generadores térmicos y generadores en base a recursos renovables. Esto permitirá minimizar los riesgos que enfrentan generadores por tener que vender parte de su potencia en el mercado de desvíos a precios muy inferiores al precio regulado de la potencia. Una alternativa para ello es dividir el mercado de desvíos de potencia en un mercado anual (nuevo mercado) y en un mercado diario (similar al existente actualmente). En el mercado diario se venden / compran sólo diferencias por indisponibilidad respecto a la indisponibilidad con la cual se determina la Oferta Firme. En el mercado anual se vende toda la OFE de los generadores



quienes compran en el mismo mercado los requerimientos de potencia para sus contratos.

En los contratos de largo plazo que surjan de procesos de licitación como los comentados en puntos anteriores, el generador debe tener garantizada la remuneración por potencia con sólo cumplir con una disponibilidad objetivo.

=====

Obs. #10: Demanda Interrumpible. Programa de mantenimientos. Disponibilidad de las unidades generadoras

El costo marginal de corto plazo del sistema y correspondientemente el precio de la energía puede ser afectado significativamente por los Participantes Productores vía la indisponibilidad de una o más unidades generadoras. Esto es particularmente grave cuando:

- Existe baja reserva de generación (ej. períodos secos)
- Existe alguna forma de colusión entre Participantes del MM.
- La demanda es inelástica a los precios de la energía en el MM.

La existencia de demanda interrumpible por parte de los Grandes Usuarios puede atemperar el problema.

Otra forma de control efectivo de este problema consiste en un adecuado esquema de programación de mantenimientos, con cumplimiento efectivo por parte de los Participantes Productores y la puesta en práctica por parte del AMM de un proceso de revisión de las indisponibilidades declaradas por los Participantes Productores de forma tal de verificar que las mismas se deban exclusivamente a aspectos técnicos verificables y auditables.

La penalización de la indisponibilidad no informada en la programación si bien contribuye a atemperar el problema puede no ser suficiente si el beneficio marginal asociado a la indisponibilidad por incrementos en los costos marginales supera la penalidad por una menor retribución por Oferta Firme Efectiva.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Introduce riesgo de vertimiento de embalses
- Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro

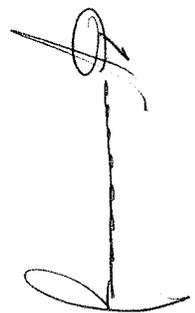
Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda establecer en las Normas de Coordinación la posibilidad de que la Demanda Interrumpible sea convocada toda vez que el precio ofertado por el Gran Usuario sea inferior al costo variable de la unidad de generación que define el costo marginal del sistema en cada hora.

Se recomienda que se establezca en la NCC-01 la obligación por parte de los Participantes Productores de cumplimiento efectivo del programa de mantenimiento mayor acordado en la Programación de Largo plazo y que cualquier apartamiento, para ser habilitado, debe contar con la aprobación del AMM con los justificativos del caso y siempre que ello no repercuta adversamente sobre el costo y seguridad del abastecimiento. Se debería definir claramente en la NCC-01 lo que se entiende por



mantenimiento mayor, mantenimientos menores, inspecciones, etc. de forma tal que se pueda luego hacer cumplir los compromisos asumidos por los Participantes Productores.

La NCC-01 debería también obligar al AMM a que verifique toda indisponibilidad del parque de generación que no hubiese sido previamente acordada. La verificación a ser realiza por el AMM debería ser de carácter técnica auditando los problemas que llevaron a la indisponibilidad de generación. El AMM debe además realizar frecuentes pruebas de disponibilidad a fin de verificar que la potencia declarada como disponible, esté efectivamente disponible en la operación en tiempo real y cualquier apartamiento, ya sea en más o menos potencia disponible, tenga un adecuado justificativo técnico.

=====

Obs. #11: Intercambios de importación / exportación

Los intercambios de importación / exportación son también una forma eficiente de promover un mercado de competencia, atemperando las características adversas de los mercados imperfectos, vía una menor concentración de la propiedad y una mayor escala de los proyectos de generación ya que pueden ser dimensionados para abastecer una demanda de escala regional.

La existencia de un mercado regional y una significativa capacidad de transmisión entre los mercados nacionales favorece la integración y por ende la efectiva materialización de los beneficios esperados de dicha integración.

En la condición actual los intercambios de importación / exportación son de escasa significancia. La razón de ello no se debe necesariamente a limitaciones en la capacidad de transmisión que vincula el SNI de Guatemala con las redes eléctricas de otros países vecinos. Se entiende que las principales razones son de tipo comerciales.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Una vez que entre en plena operación el MER será relevante, a los fines de la competencia en el MM, permitir la participación de generadores localizados en otros países en las licitaciones que se propone sean realizadas para el cubrimiento de la demanda futura del MM de Guatemala.

También se recomienda que el AMM realice compras de oportunidad en el MER en nombre de las empresas distribuidoras toda vez que los precios de la energía en el MER resulten inferiores a los precios de oportunidad previstos en el MM de Guatemala lo que permitirá incrementar la competencia y reducir el costo de abastecimiento de la demanda.

=====

Obs. #12: Uso apropiado o inapropiado de información, Acceso a la información de los Participantes del MM

La transparencia en la gestión del AMM puede ser evaluada vía el acceso a información que tienen los Participantes del MM en la página web del AMM, verificando si la misma es completa, llega en tiempo y forma y es de fácil acceso.

Se detectan problemas de acceso a la página web del AMM y retrasos en la puesta a disposición de información.

Los informes que presenta el AMM en su pág. Web necesitan ser mejorados ya que no se presenta toda la información que sería necesaria para hacer trazable el proceso de programación de la operación y la verificación de la operación real. Los informes en algunos casos carecen de la información requerida de acuerdo con las Normas de Coordinación y con las sugerencias al respecto de Auditorías Previas⁴.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Introduce riesgo de vertimiento de embalses.
- Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Considerado un tema relevante el acceso a información para la transparencia del funcionamiento del AMM como administrador del MM, se recomienda sean implementadas las recomendaciones de la Presente Auditoría en relación con el acceso a información vía la página web del AMM y respecto al contenido mínimo de los informes de Programación de la Operación y Posdespacho.

=====

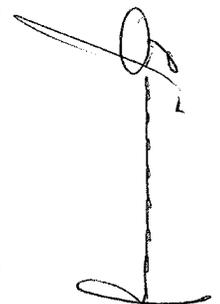
Obs. #13: Trato discriminatorio a Agentes y Participantes del Mercado Mayorista.

La LGE establece un trato equivalente a todos los Agentes y Participantes de MM siendo que no diferencia un tratamiento diferencial de algún tipo en función de las características del Participante.

La evaluación realizada muestra que podrían existir situaciones de trato discriminatorio que afecta la transparencia y competitividad del MM. Los casos significativos son los siguientes:

- La forma en que se determina el POE puede hacer que el generador marginal no recupere sus costos variables (costo operativo real), mientras que las Normas de Coordinación le aseguran al generador con despacho forzado la plena recuperación de sus costos variables (costo operativo real).
- Las Normas de Coordinación establecen que la generación hidráulica con despacho forzado será remunerada al valor del agua determinado por el AMM

⁴ Por ej. en el Informe correspondiente a la Programación de Largo Plazo no se incluye la siguiente información requerida en la NCC-01: Cuantificación de riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica; Estimación de energía no suministrada; Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas según los criterios establecidos;



lo cual implica que obtiene una renta por la venta de su producción en tales condiciones. Esto puede ser interpretado como un trato discriminatorio ya que el resto de la generación con despacho forzado no obtiene una renta en tales condiciones.

- Los criterios definidos en la NCC-02 de asignación de Oferta Firme Eficiente (OFE) a los generadores térmicos y a los generadores en base a recursos renovables pueden ser interpretados como un trato discriminatorio ya que dichos criterios no se fundan en la necesidad de optimización de recursos de generación ni en la seguridad del sistema.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Para evitar el trato discriminatorio se recomienda:

- Asegurar al generador marginal cuyo despacho define el POE poder cubrir la totalidad de sus costos operativos. Esto no implica modificar la forma en que se determina el POE sino simplemente reconocerle al generador marginal su costo medio en el punto de operación resultante en la hora que resultó el generador marginal.
- La generación hidráulica se entiende que es despachada en todo momento para minimizar el costo de abastecimiento en el horizonte de planificación sujeto a las restricciones de operación de la propia central y del sistema en su conjunto. Por tal motivo se entiende que no existe el concepto de generación forzada hidráulico excepto que esta sea una imposición por parte del Participante Productor. Por tal motivo la generación hidráulica nunca debería tener una remuneración por sus ventas en mercado de oportunidad diferente al POE de cada hora transferido al nodo donde la central se conecta al sistema de transmisión.
- Se debería analizar la forma en que se determina la OFE de las unidades de generación para que la misma sea el resultado de un despacho económico que tenga en cuenta el aporte que hace cada unidad de generación a la seguridad del sistema en toda la semana de máximo requerimiento térmico, con un 95% de probabilidad de excedencia, ya que se considera no representativo el actual criterio de analizar sólo la hora de máxima demanda.

=====

Obs. #14: Pruebas de Disponibilidad y de Potencia Máxima.

En un mercado estructuralmente imperfecto, como lo son en general los mercados eléctricos, la prueba de disponibilidad y de potencia máxima resulta fundamental para garantizar la potencia efectivamente disponible para el despacho de generación y con ello para abastecer la demanda a mínimo costo y con una adecuada calidad, pero más que nada resulta fundamental para asegurar la transparencia del MM asegurando que no existen actitudes de tipo especulativa asociada a la concentración del MM.



El AMM programa frecuentes pruebas de disponibilidad de las unidades generadoras. Sin embargo se observa que algunos generadores muestran severos problemas de disponibilidad en el despacho diario lo que afecta el funcionamiento del MM y hace que las pruebas de disponibilidad no resulten en la práctica efectivas para la programación de la operación.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se debería buscar que las pruebas de disponibilidad que realice el AMM provean de información fidedigna y confiable respecto a la real disponibilidad de generación con que cuenta el AMM para la programación de la operación y los estudios de seguridad operativa.

Las Normas de Coordinación debería tomar en cuenta la real disponibilidad de generación a los efectos de la programación de la operación y las transacciones económicas penalizando adecuadamente al generador que informe una determinada disponibilidad de generación para la programación semanal y luego no la pueda cumplir en la operación real comprometiéndose de esa forma el costo de abastecimiento y la seguridad del sistema.

Una alternativa a tal efecto es remunerar al generador que no puede cumplir con su disponibilidad semanal como si fuese generación de prueba es decir a su costo operativo aún cuando tenga un costo variable de producción menor al POE transferido a su nodo.

Se considera además necesario que el AMM programe pruebas de disponibilidad para la totalidad de generadores disponibles y con una frecuencia similar en todos ellos.

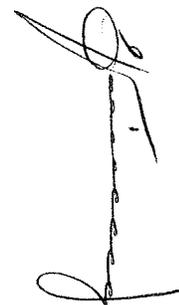
=====

Obs. #15: Factores de Pérdidas.

Los Factores de Pérdidas son una señal económica que afectan los precios de la energía en el mercado de oportunidad cuyo objeto es que el despacho económico de generación de cómo resultado el mínimo costo de abastecimiento de la demanda total, resultante de la suma de la demanda de los Participantes Consumidores más la demanda correspondientes a las pérdidas en el sistema de transmisión.

Los Factores de Pérdidas debiesen ser por lo tanto un resultado de la operación real del sistema o al menos de la operación prevista en el despacho diario.

Como se ha mencionado en los Informes correspondientes a las Secciones II y III de la Presente Auditoría la situación actual respecto a la determinación de Factores de Pérdidas por parte del AMM dista mucho de lo que corresponde que se haga de acuerdo con lo indicado en las Normas de Coordinación. Los Factores de Pérdidas determinados por el AMM pueden ser diferentes a los que se hubiesen determinado teniendo en cuenta la condiciones reales de operación dando ello lugar a un error en la



programación de la operación que afecta a la transparencia del MM y al costo de abastecimiento de la demanda.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Con la puesta en funcionamiento por parte del AMM del programa NCP para determinar el despacho diario se entiende que el AMM estará en condiciones de determinar en forma correcta los Factores de Pérdidas y aplicar los valores resultantes para cada hora a los efectos de determinar el precio de la energía en cada nodo del sistema de transmisión resultante de la operación en tiempo real.

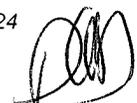
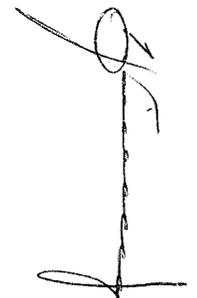
Se recomienda que a los efectos de determinar el POE y los precios en cada nodo se utilicen los Factores de Pérdidas que surgen de la operación en tiempo real.

=====

Obs. #16: Sistemas informáticos, procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para la Programación, Operación y Liquidación de Transacciones del Mercado Mayorista..

Los principales problemas detectados en relación con sistemas informáticos, procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para la Programación, Operación y Liquidación de Transacciones del MM fueron:

- **Modelo de proyección de demanda.** El modelo de proyección de demanda utilizado por el AMM utiliza como variables explicativas únicamente el PIB. El modelo permite determinar valores razonables de demanda para las proyecciones de largo plazo. En el corto plazo sería conveniente que incorpore una o varias variables explicativas relacionadas con el fenómeno horario (variables *dummies*) para ayudar a explicar el comportamiento de la demanda, transformando al modelo en una regresión múltiple.
- **Modelo SOMER.** La principal limitación que tiene el modelo SOMER para realizar la programación diaria es que no considera la red de transmisión por lo que no puede determinar las restricciones al despacho económico de generación impuestas por la red de transmisión ni los Factores de Pérdidas de energía. Consecuentemente, las restricciones de transmisión y factores de pérdidas deben ser ingresados como datos en lugar de ser resultados del proceso de optimización. Esto necesariamente implica un despacho de generación el cual no se garantiza que sea el óptimo y precios de la energía que no se asegura que reflejen el costo marginal del sistema.
- **Modelo de Optimización de Mantenimientos.** El AMM no dispone de un modelo que le permita determinar el programa de mantenimientos óptimo. Correspondientemente el plan de mantenimientos adoptado no asegura que se cumplan con las condiciones de mínimo costo de abastecimiento y una operación segura del sistema.



- **Modelo para la determinación del POE.** El programa de operación diaria realizado con el modelo SOMER y la consecuente operación en tiempo real permite la determinación inmediata del POE ya que el proceso consiste simplemente en identificar el costo variable de la unidad generadora de mayor costo variable convocada a generar en cada hora con régimen de operación permanente. La determinación del POE actualmente no requiere por lo tanto de un modelo específico a tal efecto pudiéndose realizar sin mayores dificultades con una planilla Excel.

La situación será muy diferente cuando el AMM comience a utilizar el modelo NCP para la determinación del despacho diario. Siendo que el NCP no determina Factores de Pérdidas el AMM tendrá que poner en funcionamiento un programa para determinar el POE el cual deberá incluir una rutina especial para determinar los Factores de Pérdidas.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Media

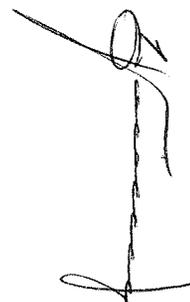
Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

En función de los comentarios antes realizados se recomienda que el AMM implemente las siguientes acciones:

- Incorpore a los modelos de proyección de la demanda variables explicativas adicionales relacionadas con el fenómeno horario (variables *dummies*) para ayudar a explicar el comportamiento de la demanda.
- Realice el efectivo reemplazo del modelo SOMER por el modelo NCP.
- Realice un modelo de cálculo del POE que tome en cuenta el despacho de generación y la demanda abastecida resultante de la operación en tiempo real. Dicho modelo deberá determinar los Factores de Pérdidas horarios de energía correspondientes a los nodos del sistema de transmisión donde cada generador se vincula al sistema de transmisión.
- Realice un modelo para la Optimización de Mantenimientos que permita asegurar que el programa de mantenimientos resultante de generación y transmisión satisface la condición de mínimo costo de abastecimiento, garantiza una operación segura del sistema y cumple con las recomendaciones de los fabricantes del equipamiento respecto a las frecuencias en que se deben realizar los mantenimientos del equipamiento de generación y transmisión.
- Implemente una Base de Datos técnica para toda la información relacionada con la programación de la operación y los estudios eléctricos que permita garantizar la trazabilidad y la no alterabilidad de la información así como la consistencia de la misma entre todos los procesos realizados por el AMM.
- Realice las acciones necesarias para verificar la información suministrada por los Participantes del MM y utilice estrictamente esta información para realizar la programación de la operación del MM y los estudios eléctricos de seguridad operativa. El valor del agua de las centrales con capacidad de regulación debería ser determinado por medio de una Programación de Largo Plazo.

=====




Obs. #17: Índices de concentración del mercado y posición dominante.

Las características comentadas respecto a los mercados eléctricos que se caracterizan por ser mercados imperfectos los hacen propensos a elevados riesgos por concentración de mercado y eventual abuso de posición dominante.

Por tal motivo este es aspecto que debe ser continuamente monitoreado tomando las acciones correspondientes a nivel regulatorio para incentivar la competencia principalmente en el segmento generación y acotar los márgenes para eventuales conductas especulativas de los Participantes del MM que puedan quitar transparencia al MM y con ello afectar el cumplimiento de los objetivos de la LGE.

Los indicadores de concentración de MM presentados en el Informe correspondiente a la Sección I de la Presente Auditoría muestran para el MM de Guatemala índices elevados de concentración de mercado en el segmento generación.

Un mercado que muestre indicadores de alta concentración puede ser percibido por nuevos Participantes como de mayor riesgo por lo que genera barreras de entrada que afectan al funcionamiento del MM y el logro de un equilibrio competitivo en el largo plazo.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda se realicen las acciones necesarias para promover una mayor competencia en el MM y correspondientemente para reducir los índices de concentración de mercado. Mecanismos adecuados a tal efecto son:

- Establecer la obligación por parte de las empresas distribuidora de realizar licitaciones para cobertura de su demanda vía Contratos por diferencias con curva de carga con un periodo contractual mínimo de 10 años, y un inicio de contrato que permita la construcción de nueva capacidad de generación para atender las obligaciones del contrato. El Pliego de Licitación debe garantizar una adecuada competencia con riesgos distribuidos entre las partes, asignando al generador sólo riesgos de disponibilidad y de precios de la energía en el mercado spot.
- Permitir a generadores localizados en otros países interconectados con el SNI de Guatemala participar en los procesos de licitación antes indicados.
- Permitir al AMM que compre energía en bloque en el mercado de oportunidad del MER toda vez que el POE resulta superior al precio de la energía en el nodo Guatemala del MER (actualmente nodo Moyuta). Dicha compra debería tener un volumen compatible con la demanda de usuarios residenciales y comerciales clientes de las Distribuidoras que participan del MM de Guatemala.

=====

Obs. #18: Precios de la Energía en el mercado de oportunidad

Los precios de la energía en el mercado de oportunidad reflejan la gestión del AMM como administrador del MM ya que son el resultado directo de la optimización de los recursos de generación.

El MM de Guatemala dispone en las C.H.Chixoy y C.H.Jurún Marinalá una importante capacidad de regulación. Aún con esta disponibilidad de generación se observan en el POE valores significativamente altos en casi todos los meses del periodo evaluado con una duración de sólo unas pocas horas por mes. Dichos estados operativos no parecen corresponder a una solución de despacho de mínimo costo ya que sería de esperar que la producción de las C.H. Chixoy y C.H.Jurún Marinalá pudiesen evitar la existencia de dichos valores muy elevados del POE.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que el AMM incluya en sus reportes de Programación Semanal comentarios respecto a los precios de energía esperados y en sus reportes posoperativos una adecuada justificación de los motivos que originan precios elevados y más cuando los mismos no hubiesen sido previstos en la programación semanal.

=====

Obs. #19: Precios del Servicio Complementario de RRO

La prestación del servicio complementario de RRO implica para el Participante Productor un costo de oportunidad por no poder vender al mercado la energía regulante como energía física real, lo que reduce su factor de planta y con ello hace menos eficiente su inversión. Un Participante Productor que presta el servicio de RRO debería por lo tanto esperar una remuneración por el servicio que cubra dichos costos siendo una remuneración esencialmente estable en el tiempo ya que lo que cubre son costos fijos (capital invertido).

Esto ha sido efectivamente así en el MM de Guatemala excepto en los últimos meses del Año Estacional 2008-09, donde se observa un incremento significativo del precio resultante del servicio RRO.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Menor

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda evaluar las condiciones de competencia existente en la prestación del servicio RRO y en caso de que no se den adecuadas condiciones, establecer un precio regulado para la prestación del servicio que esté efectivamente relacionado con el costo real de prestación del servicio y no con el precio de oportunidad de venta de la energía regulante, tal como actualmente se establece como precio máximo en la NCO-08.

=====

Obs. #20: Costo Variable de Producción

El costo variable de producción de las unidades térmicas es proporcional al precio del combustible utilizado para la producción de energía eléctrica ya que en general los costos de OyM variables son una parte menor.

En función de ello sería de esperar una alta correlación entre precios de combustible en el mercado internacional y los costos variables de producción informados por los Participantes Productores.

Sin embargo, se observa en los últimos meses del Año Estacional 2008-09 que para algunos generadores tal correlación no se verifica, lo cual podría tener relación con un problema de stock de combustible.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM.

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que el AMM realice un seguimiento del stock de combustible disponible por el Participante Productor como una forma de verificación de que la fórmula indicada por dicho Participante para determinar el Costo Variable de Producción resulte razonable.

A los efectos de determinar los costos variables de combustible se debería admitir un stock de combustible limitado a un mínimo compatible con el ciclo de compra de combustible por parte del generador asegurando la disponibilidad de combustible pero evitando tener que remunerar un stock de combustible que no es necesario para la operación del MM y la seguridad del sistema.

=====

Obs. #21: Energía No Suministrada (ENS).

La Energía No Suministrada es un parámetro relevante en la operación de todo sistema eléctrico ya que es la que define la calidad en la prestación del servicio y la gestión del AMM como Administrador del MM.

Sin embargo, aún con la importancia de este parámetro como indicador de la operación del MM, el AMM no presenta valores de ENS en ninguno de sus informes

por lo que no se puede evaluar el riesgo que enfrenta el sistema a futuro ni los motivos de eventuales racionamientos realizados.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.

Severidad: Mayor

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que el AMM presente en sus reportes del posdespacho la ENS resultante de la operación real e indique en los informes de la programación de la operación la ENS esperada en los diferentes horizontes de programación incluyendo un análisis de sensibilidad en función de la ocurrencia de una particular condición hidrológica y ante la salida de servicio de elementos del sistema de transmisión.

=====

Obs. #22: Desvío del precio medio de la energía estimado en la programación de largo plazo Vs POE

Las Normas de Coordinación asignan al AMM la obligación de determinar el valor del agua de las centrales con embalse de regulación anual. Para que este cálculo resulte correcto y muestre el real costo de oportunidad del agua en el horizonte de regulación de la central se requiere que los pronósticos de precios de la energía realizados en la Programación de Largo Plazo resulten los más próximos posibles a los resultantes de la operación real.

El indicador que muestra la relación entre los precios proyectados y el POE muestra errores significativos (hasta próximos al 200%) en las proyecciones que realiza el AMM, siendo el justificativo de las mismas principalmente errores en los pronósticos de precios de combustible.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

En un contexto de alta volatilidad de precios de combustible los errores en el pronóstico de los mismos, y tanto más en un periodo de tiempo significativo, serán siempre significativos.

Por tal motivo el AMM debería actualizar la Programación de Largo Plazo cuando se verifiquen cambios de precios de combustible mayores a $\pm 5\%$ o más respecto al pronóstico previo. Esto permitirá que el valor del agua determinado por el AMM en cada semana, siguiendo las recomendaciones indicadas en la Presente Auditoría, refleje adecuadamente el costo de oportunidad futuro del agua.

=====

Obs. #23: Desvío del precio de la energía estimado en el pre-despacho Vs POE

Los precios de la energía estimados en la programación diaria debiesen ser muy similares a los resultantes de la operación en tiempo real toda vez que se tiene una razonable certeza respecto a la evolución de las variables significativas y se cuenta con un volumen significativo de generación hidráulica que tiende a amortiguar las diferencias de precios por efecto de alguna indisponibilidad.

La evolución de este indicador muestra en cambio que existen apartamientos significativos que en términos medios se compensan pero no en valor absoluto.

Efectos observados sobre el MM

- Afecta la manera en que evoluciona el mercado.
- Influye en la señal de precio del mercado.
- Afecta la transparencia y la competencia en el MM

Severidad: Media

Responsable Acción Correctiva: AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Los errores en los pronósticos de precios observados en la programación diaria pueden tener su origen en la metodología que utiliza el AMM para decidir el despacho de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación anual asimilando a las mismas con una central térmica.

Si en cambio el despacho de estas centrales se realiza para minimizar el costo de abastecimiento considerando la energía disponible en la semana se puede ajustar su despacho para que los errores en los pronósticos de caudales en las centrales tipo filo de agua no de cómo resultado diferencias en el despacho de generación térmica y con ello posibles incrementos de costos de producción que serían evitables con un adecuado despacho hidráulico.

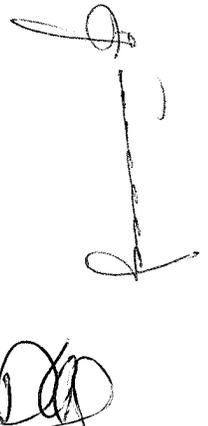
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente documento revisa los aspectos más relevantes de la operación del MM de Guatemala que surgen como resultado de la Presente Auditoría teniendo en cuenta las evaluaciones realizadas en relación con:

- Los indicadores de funcionamiento del MM.
- La evaluación de los procesos realizados por el AMM para la programación de la operación y las transacciones económicas
- El análisis y el seguimiento de las recomendaciones de las Auditorías realizadas en los años 2001, 2003 y 2004.
- El análisis de la implementación de las adecuaciones normativas publicadas en Septiembre de 2007.

Al logro de los objetivos de la Presente Auditoría ha contribuido en gran manera también las entrevistas realizadas con personal profesional de la CNEE y el AMM durante un par de misiones a la Ciudad de Guatemala realizadas durante el desarrollo de la presente auditoría, quienes con su experiencia y conocimientos contribuyeron a evaluar en detalle la gran cantidad de conceptos y situaciones que caracterizan la operación del MM de Guatemala.

En el presente documento se señalan problemas y se aportan recomendaciones para su resolución en forma práctica.



Se observa en general que muchas de las recomendaciones de Auditorías Previas han sido tenidas en cuenta lo cual muestra claramente el valor de este tipo de evaluaciones en la mejora de la operación del MM. Se entiende que por características estructurales el mercado es dinámico por lo que será siempre necesario realizar nuevos ajustes a las Normas de Coordinación de forma tal de acompañar con la regulación los cambios que experimenta el sector.

En la Presente Auditoría se han propuestos algunos cambios y se han evaluado si siguen siendo vigentes las propuestas realizadas en Auditorías Previas. Se recomienda en tal sentido sean implementadas a la brevedad posible todas las recomendaciones que surgen como conclusión de la Presente Auditoría.

7. ANÁLISIS Y SEÑALAMIENTO DE LOGRO DE OBJETIVO PROPUESTO PARA LA AUDITORIA

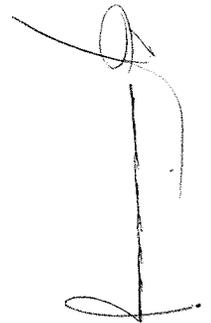
Se considera que la Presente Auditoría a aportado importantes logros en el cumplimiento de los objetivos planteados para la misma, identificando problemas, caracterizando los mismos desde el punto de vista de la afectación que producen al funcionamiento del MM y el logro de los objetivos sectoriales establecidos por la LGE y dando recomendaciones prácticas que podrían resolver los mismos en un plazo razonable.

Los principales problemas detectados son:

- Existen falencias en el proceso de elaboración y actualización de normas de coordinación.
- Existen espacios significativos para la ineficiencia del MM debido a que el AMM no realiza estudios tendientes a determinar costos reales de OyM variables de las unidades generadoras, no existen definidos criterios a seguir para aceptar un costo de OyM informado por el generador como variable, el AMM no realiza controles de seguimiento del stock de combustible y se aceptan los precios de compra de dicho combustible aún cuando los precios reales puedan ser muy diferentes.
- Falta de seguimiento del costo para el sistema por generación forzada y de una adecuada justificación de la misma.
- Falta de claridad respecto a la forma en que se debe determinar el valor del agua de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación y respecto al uso dicha información por parte del AMM.
- Falta de una proyección de la demanda de largo plazo que permita anticipar problemas de seguridad de abastecimiento.
- Falta de claridad en la determinación del POE en particular cuando el VA es mayor al costo variable de las unidades térmicas despachadas en régimen permanente.
- Las obligaciones de contratación no promueven inversiones en nueva capacidad de generación como forma de asegurar de abastecimiento de la demanda en el largo plazo.
- Existencia de distorsiones en el proceso de cálculo de la Oferta Firme Eficiente que origina una asignación de la misma que puede afectar en forma adversa la expansión del parque de generación.
- Existencia de distorsiones en el mercado de desvíos que reducen significativamente el precio del desvío positivo lo cual afecta los ingresos de los generadores y la expansión óptima del parque de generación lo cual puede ser visto además como una barrera de acceso al MM.

- La demanda interrumpible no es convocada como una forma de minimizar el costo de abastecimiento lo que puede ser interpretado como contrario a los principios de la LGE.
- No se asegura que el programa de mantenimientos acordado entre el AMM y los Participantes del MM cumpla con los objetivos de mínimo costo de abastecimiento y seguridad del sistema.
- Los Intercambios de importación / exportación con países vecinos se entiende han quedado sensiblemente limitados por aspectos de tipo comercial lo cual afecta la competencia en el MM.
- Existen problemas de acceso a la información disponible en la página web del AMM y los documentos disponibles se entiende incompletos ya que no incluyen la información requerida de acuerdo con las Normas de Coordinación y tampoco algunas de las recomendadas en Auditorías Previas.
- Se entiende que existen condiciones de trato discriminatorio por la forma en que se determina el POE, por la forma en que se remunera la generación hidráulica forzada y por la forma en que se determina la OFE.
- Se observa en algunas centrales que las pruebas de disponibilidad no son indicativas de la potencia real disponible en cada hora para el despacho económico de generación.
- Los Factores de Pérdidas de energía determinados por el AMM no se corresponden con la operación en tiempo real, lo que afecta la determinación de los POE.
- Se observan problemas con los modelos de simulación utilizados por el AMM para proyectar la demanda y para realizar el programa diario de operación.
- El AMM no realiza un adecuado control de información que permita garantizar que en todos los procesos se estén utilizando datos correctos.
- El AMM no dispone de modelos para optimizar mantenimientos y la determinación de los POE.
- Se observan elevados índices de concentración del mercado y posición dominante.
- Los precios de la energía en el mercado de oportunidad presentan variaciones que parecerían no corresponder con un despacho óptimo de generación teniendo en cuenta la capacidad de regulación de los embalses.
- Los precios del Servicio Complementario de RRO muestran que podrían estar existiendo condiciones de falta de competencia en la prestación del servicio.
- Se observan para algunas centrales térmicas que sus costo variables de producción no están correlacionados con los costos de combustibles utilizado por dichas centrales, lo cual podría tener relación con eventuales actitudes de ejercicio de poder dominante.
- El AMM no cumple con lo establecido en las Normas de Coordinación en referencia a indicar los valores de Energía No Suministrada (ENS) resultantes de la Programación de Largo Plazo y la Programación Semanal.
- Se observan importantes desvíos del precio medio de la energía estimado en la Programación de Largo Plazo Vs POE lo que afecta la determinación del Valor del Agua.
- Se observan importantes desvíos del precio de la energía estimado en el pre-despacho Vs POE lo cual parecería no compatible con la capacidad de regulación de las centrales hidráulicas con que cuenta el sistema.

Se destaca que en los Informes correspondientes a la Secciones I, II, III y IV de la Presente Auditoría se han tratado estos temas en detalle por lo que en dichos informes existe información complementaria sobre todos ellos.



**CONTRATO DE SERVICIOS DE CONSULTORÍA AUDITORÍA AL
MERCADO MAYORISTA
CONTRATO NRO 2-184-2009**

**SECCION V: VERIFICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS
RELEVANTES**

INFORME FINAL

1. INTRODUCCIÓN

El presente es un informe que forma parte de las tareas realizadas por Mercados Energéticos Consultores (en adelante **ME**) para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (en adelante **CNEE**) en cumplimiento del CONTRATO DE SERVICIOS DE CONSULTORÍA AUDITORÍA AL MERCADO MAYORISTA CONTRATO NRO 2-184-2009 cuyo objeto es realizar una auditoría del Mercado Mayorista de Guatemala.

Este documento es el **Informe Final** de la SECCION V: VERIFICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES.

2. OBJETIVO

Esta sección de la Auditoría tiene por objetivo analizar y formular las recomendaciones pertinentes respecto a los siguientes aspectos:

- a. El accionar del AMM o de un Participante del MM respecto a la frecuencia que tienen determinadas conductas que afectan al MM así como los elementos que dispone a tal efecto, aún cuando sean consistentes con los principios vigentes.
- b. Evaluar los mecanismos existentes en el MM para moderar conductas que afecten el funcionamiento del MM.
- c. Evaluar la gravedad del efecto económico ó sobre el sistema, del comportamiento por parte del AMM o un Agente y/o Participante del MM cuando este afecte al funcionamiento del MM, determinando:
 - Si afecta la manera en que evoluciona el mercado.
 - Si provoca incertidumbre en el mercado, generando posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.
 - Si influye en la señal de precio del mercado.
 - Si introduce riesgo de vertimiento de embalses.
 - Si afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.
 - Si restringe o impide, de manera temporal o permanente, la posibilidad que otros agentes o posibles participantes del mercado compitan en un plano de igualdad.

3. INFORMACIÓN UTILIZADA

El desarrollo de esta tarea se realiza en base a los resultados obtenidos en las secciones anteriores. Cabe destacar que en los informes correspondientes a dichas secciones se han destacado los aspectos detectados como críticos que surgen de los indicadores evaluados, del análisis de los procesos que realiza el AMM en cumplimiento de sus funciones como

administrador del MM, de las recomendaciones de las auditorías anteriores y del análisis de los cambios realizados en 2007 en las normas de coordinación.

4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES EN RELACIÓN CON LA ORGANIZACIÓN DEL MM, SU NORMATIVA Y PROCESOS REALIZADOS POR EL AMM. EVALUACIÓN DEL GRADO DE AJUSTE A LA REGULACIÓN DE LOS PROCESOS REALIZADOS POR EL AMM

El MM de Guatemala ha sido organizado en forma similar a otros mercados eléctricos de la región buscando que vía su regulación, administración y controles de gestión se cumplan con los postulados de la LGE en términos de lograr la eficiencia asignativa y con ello asegurar el mínimo costo de abastecimiento de la demanda.

Los MM admiten en principio múltiples alternativas para lograr estos objetivos. La forma en que se ha organizado el MM de Guatemala busca minimizar las posibilidades de conductas anticompetitivas reconociendo un entorno de competencia donde los índices de concentración pueden ser importantes y por lo tanto generando espacios donde sería en principio posible el ejercicio de poder de mercado.

La organización busca además promover inversiones en generación y transmisión de forma tal que la demanda pueda ser abastecida a mínimo costo y con una adecuada calidad, contando para ello en todo momento con la capacidad de generación suficiente, de costos competitivos, y una capacidad de transmisión óptimamente diseñada para permitir que dicha capacidad de generación abastezca la demanda con mínimas afectaciones al despacho económico de generación.

Los aspectos que se consideran críticos para que la organización del MM de Guatemala permita cumplir con los objetivos de la LGE se analizan en los puntos siguientes.

La organización dada al MM de Guatemala por la LGE hace que se minimicen las posibilidades de que los Participantes del Mercado influyan con sus actitudes individuales o colectivas en la operación del MM y en los precios que de esta resultan para los diferentes productos comercializados.

Esto es así principalmente porque:

- **El despacho de generación está basado en costos:** En este tipo de despachos las unidades que producen energía en cada momento son las más económicas para el sistema por costos variables. A los efectos del despacho de generación no se consideran costos asociados a inversiones ni cualquier otro costo fijo que tenga el generador. Sólo se consideran sus costos variables los cuales, de acuerdo con las Normas de Coordinación, tienen que ser informados por los Participantes Productores y verificados por el AMM. Para el caso de las centrales hidráulicas son conocidas las características de los embalses, de la central y los aportes de los ríos que alimentan los embalses por lo que también es posible verificar que la operación de las centrales se corresponde con el óptimo. En los puntos siguientes se evalúan algunos aspectos que pueden ser mejorados a los efectos de garantizar i) que el despacho de generación se corresponde con el óptimo y ii) que los Participantes Productores tienen limitadas sus posibilidades de influir sobre el despacho de generación aún en un contexto de alta concentración en la propiedad de los activos de generación.
- **El precio de la energía es igual al costo marginal del sistema:** Siendo minimizadas las posibilidades de que los Participantes Productores afecten el despacho de generación con conductas asociadas a poder dominante, esto además

asegura que los precios de la energía se correspondan con el real costo marginal del sistema, es decir el costo marginal que surge de un despacho óptimo donde los costos de los generadores térmicos se corresponden a sus reales costos variables y donde el despacho hidráulico se realiza de forma tal de minimizar el costo de producción en el horizonte de cálculo. Es decir el precio de la energía es un reflejo del despacho de generación y no un resultado de actitudes no competitivas por parte de los generadores. En los puntos siguientes se expondrán algunos aspectos que de implementarse pueden aún más reducir las posibilidades de que algún Participante Productor en particular afecte al funcionamiento del MM para su beneficio.

- **Los Contratos son financieros:** Los contratos de abastecimiento suscritos por los Participantes del MM son instrumentos comerciales eficientes para estabilizar precios de la energía y asegurar el abastecimiento de la demanda. En el MM de Guatemala los contratos son de tipo financiero, eso implica que la existencia de un contrato no modifica ni el despacho de generación ni los costos marginales del sistema por lo cual un contrato en particular no afecta el MM ni a otros Participantes del MM. Los contratos se constituyen en eficientes formas de control del MM toda vez que si actitudes particulares de Participantes Productores tienden a incrementar los costos marginales, los contratos serán más riesgosos para los propios generadores toda vez que cuando no son despachados deben comprar la energía de sus contratos en el mercado de oportunidad y por lo tanto al costo marginal del sistema. Este riesgo por lo tanto se buscará que sea minimizado lo que promueve un autocontrol de los Participantes Productores.
- **Existe remuneración por potencia:** Los generadores reciben una remuneración por potencia que depende de un precio regulado (PREFP), de parámetros técnicos de las unidades generadoras y de la disponibilidad de las mismas. En tal situación actitudes particulares de Participantes Productores no pueden afectar a otros Participantes del MM ni al costo de abastecimiento de la demanda.
- **Tarifas:** Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a sus clientes incluyen un término que refleja los costos marginales del MM (pass through). A las empresas distribuidoras se les reconoce además los costos de sus pérdidas eficientes. Por ambos motivos las empresas distribuidoras no se ven seriamente afectadas por las variaciones de los costos marginales del MM. En cambio pueden verse afectadas por la efectiva disponibilidad de energía para el abastecimiento de la demanda. Esto podría ser visto como un control efectivo de la operación del MM porque representa un interés contrapuesto con el de los Participantes Productores que podrían buscar por medio de la indisponibilidad del parque de generación incrementar los costos marginales del sistema por una menor disponibilidad de generación. Sin embargo las situaciones con potencial riesgo de abastecimiento son en general poco frecuentes lo que hace poca efectivo este tipo de auto-control del MM.

Donde las actitudes de los Participantes del MM pueden afectar sensiblemente la operación del MM es en la expansión del parque de generación. En mercados altamente concentrados en el segmento generación se pueden dar situaciones anti-competitivas en donde los generadores “administran” el ingreso de nueva generación de forma tal que los costos marginales no reflejen los reales costos de desarrollo de la generación de menor costo disponible para la expansión del sistema. Dado que no se puede obligar a realizar inversiones, la solución de este problema depende de aspectos regulatorios, de instrumentos comerciales apropiados y de maximizar las posibilidades de competencia por el abastecimiento de la demanda.

A continuación se detallan los aspectos que requieren particular atención por parte de la CNEE y del AMM para que se implementen acciones tendientes a eliminar o al menos morigerar algunos problemas que podrían estar afectando al MM de Guatemala.



4.1. Proceso de ajuste de las normas de coordinación

Como se ha indicado en auditorías previas y otros documentos disponibles, así como de la experiencia internacional, se comparte la opinión en relación a que las Normas de Coordinación requieren un proceso de ajustes sucesivos, para corregir los problemas encontrados en su implementación, y para adecuarse a los cambios en el sistema y en el MM.

El análisis y seguimiento de los resultados y conflictos del MM debería ser la forma en que el AMM identifica posibles problemas en las Normas de Coordinación vigentes, al no lograr los objetivos pretendidos. El rol del AMM en tal sentido, es indiscutible dado que está en contacto a diario con los detalles de la implementación práctica del marco normativo y a través de su junta directiva, está en contacto directo con las opiniones de los agentes del MM.

Los antecedentes disponibles de auditorías previas han destacado la existencia de falencias en el proceso de elaboración y actualización de normas de coordinación y de procedimientos técnicos, siendo la principal de ellas el hecho de que el AMM no ha formalizado dicho proceso, es decir no se tiene definida una periodicidad de reuniones, los participantes de las mismas, agendas, minutas, informe de seguimiento, mecanismos de consulta a los Participantes del MM, etc., lo cual implica prácticas que no contribuyen a la previsibilidad y transparencia del proceso normativo.

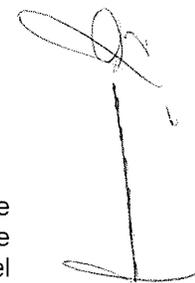
Las falencias en el proceso de ajuste normativo se traducirán en mayores riesgos que perciban los Participantes del MM. Esto tenderá a incrementar los precios de la energía en el mercado y llegado el caso a generar riesgos de abastecimiento por falta de inversiones. Es por eso que un adecuado proceso de ajuste normativo es uno de los pilares en que se funda el correcto funcionamiento del MM.

Una forma de cuantificar el riesgo asociado al proceso normativo es vía la tasa de descuento que requieren los inversores para hacer inversiones en el sector eléctrico. Esta tasa se puede determinar como la suma de la tasa correspondiente a bonos de bajo riesgo de USA a lo que se agrega la tasa de riesgo país, el riesgo propio de la actividad y el riesgo normativo. Si por ej. este último riesgo equivale a 2 puntos porcentuales de incremento en la tasa de descuento se incrementará el precio de la energía en Guatemala, para las actuales condiciones del MM y precios de combustible, en aproximadamente 5.0 USD/MWh.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Si bien existen grupos de trabajo integrados por personal del AMM y de la CNEE que se reúnen con cierta periodicidad para evaluar eventuales modificaciones en las normas de coordinación se cree conveniente que se establezca una adecuada institucionalidad en el




proceso de ajuste normativo, de forma tal de garantizar a los PM que la dinámica de los ajustes tiene por objetivo incentivar la competencia en el MM y la transparencia de sus procesos, evitando que se perciban riesgos en el ajuste de normas que puedan afectar los legítimos intereses de los Participantes del MM. Esto se logra creando un ambiente donde las opiniones de los Participantes del MM puedan ser escuchadas resultado de lo cual, con las justificaciones correspondientes, surjan los cambios normativos.

4.2. Proceso de programación y despacho

La programación de la operación es el proceso por el cual se decide en cada hora cuales unidades de generación de las disponibles deben estar produciendo y cuanta potencia deben inyectar al sistema de transmisión.

Dada la naturaleza hidrotérmica del parque de generación de Guatemala, este proceso de planificación debe ser realizado en diferentes etapas, cada una con sus propios horizontes de cálculo, objetivos y resultados, y donde los resultados del cálculo para el horizonte de largo plazo se convierten en datos para la programación semanal, los resultados de esta última en datos de la programación diaria.

En un mercado de costos como el MM de Guatemala, los aspectos críticos desde el punto de vista de la programación de la operación son los datos de disponibilidad de generación, precios de combustible, restricciones impuestas por la red de transmisión o de cualquier otra índole y la demanda a abastecer. Se debe además contar con adecuados programas de simulación para realizar la optimización de los recursos energéticos considerando escenarios de incertidumbre asociados con la hidrología y las contingencias de generación y transmisión.

A continuación se evalúan los aspectos que fueron observados como críticos de acuerdo con los resultados de las tareas previas de la presente auditoría.

4.2.1. PRECIOS DE COMBUSTIBLE Y DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES GENERADORAS

Precios de combustible y disponibilidad de las unidades de generación son críticos porque:

- Son variables que dependen directamente de los Participantes Productores.
- Afectan sensiblemente el precio de la energía y tanto más en épocas de bajas reservas de generación, donde pequeños cambios en la disponibilidad de generación tienen efectos significativos sobre el precio de la energía, al ser convocadas al despacho unidades de altos costos variables (típicamente unidades tipo TG operando con diesel con costos operativos superiores al primer escalón del costo de falla).

El generador en estos casos, aún cuando resulte con un menor volumen de energía vendida por incrementar su indisponibilidad, el incremento de costos marginales podría compensar esto y producir renta adicional. Esto puede ser aún más significativo en el caso de las centrales hidráulicas con embalse de regulación, ya que el incremento en la indisponibilidad incrementa los precios de la energía, pero no modifica la energía disponible y por lo tanto, incrementa los beneficios para el generador.

- Dado que los precios de la energía en el mercado spot son la referencia de precios para los contratos, esto tiende también a incrementar precios de los contratos en el mercado a término.
- Los precios de combustible son también un espacio donde los generadores pueden obtener renta significativa y más en casos donde existe altos índices de

concentración de las actividades que permite o potencia un comportamiento de tipo colusivo.

- Es un espacio de ineficiencia del MM ya que resulta complejo conocer los reales costos de combustible que tienen los generadores debido a: i) los diferentes componentes del costo de combustible, ii) los circuitos de compra donde es difícil establecer un precio de referencia conocido y iii) el manejo de stock de combustible que hace el generador.
- Dado que el costo de combustible define el costo futuro térmico esto además, implica que el valor del agua de las centrales con embalse también se verá afectado y en el mismo sentido que el costo variable de la generación térmica.
- Las conductas antes indicadas, de ser percibidas por los potenciales inversores, generan importante barreras de acceso al MM, toda vez que nuevos inversores pueden ver como de alto riesgo una actividad donde un grupo reducido de Participantes Productores tiene forma de controlar los precios de la energía en el MM. Esto afecta a un nuevo Participante Productor, toda vez que si vende su producción en el mercado spot se podría encontrar que los precios no responden a señales económicas predecibles, como ser el balance oferta / demanda y las condiciones hidrológicas. Si vende su producción por medio de contratos en el mercado a término, también se ve afectado, porque en periodos de mantenimiento no conoce el precio al cual tendrá que comprar la energía contratada.
- Barreras de acceso como las antes indicadas tienden a incrementar los precios de la energía para la demanda, toda vez que implican riesgos que están fuera de control de nuevos inversores.

Del análisis realizado de las normas de coordinación y de los procesos que realiza el AMM se observa que existen espacios significativos para la ineficiencia del MM desde el punto de vista de los comentarios antes realizados. Los principales aspectos críticos son:

- Alta concentración de la propiedad en el segmento generación
- Reducida competencia por el abastecimiento de la demanda, ya que la importación de energía está muy limitada.
- Los generadores deciden la forma en que informan sus costos variables
- El AMM no realiza controles de eficiencia de las unidades generadoras
- El AMM no realiza estudios tendientes a determinar costos reales de OyM variables de las unidades generadoras y no existen definidos criterios a seguir para aceptar un costo informado por el generador como variable.
- El AMM no realiza evaluaciones tendientes a determinar costos de transporte, seguros, etc. asociados al combustible, de forma tal de verificar la razonabilidad de las fórmulas indicadas por los generadores para determinar sus costos variables, considerando además, los costos de combustible en el mercado de referencia más próximo.
- El AMM no realiza controles de seguimiento del stock de combustible y se aceptan los precios de compra de dicho combustible, aún cuando los precios reales puedan ser muy diferentes.
- El generador informa su indisponibilidad. Las normas de coordinación indican que se deben coordinar los mantenimientos. Esto es importante pero sólo una parte del problema. Se tiene que tener la razonable certeza de que cada vez que una unidad está indisponible es por un defecto técnico y no por una acción anticompetitiva

La situación actual se entiende que debe ser corregida a la brevedad ya, que muy posiblemente este distorsionando el funcionamiento del MM, sin que esto se manifieste en forma expresa, a través de indicadores u otras señales. Se debe tener presente que siendo los costos variables la parte más significativa de los costos de generación (aprox. un 70%) un 10% de incremento en sus ingresos que puedan lograr los generadores por efecto de control de precios, que puedan realizar como resultante de ejercicio de poder de mercado o por la relativa poca competencia da como resultado que, sus márgenes de utilidades sobre el capital invertido se incrementen como mínimo 4 puntos porcentuales, dando como resultado rentas extraordinarias a costas de un mayor costo de abastecimiento de la demanda.

La situación es potencialmente delicada, toda vez que no existen en el MM instrumentos para evitar esto en forma dinámica, siendo que todos los generadores incrementan sus ingresos, a los distribuidores no les impacta el problema, toda vez que los precios son trasladados a sus clientes y se les reconoce pérdidas típicas (no tienen que comprar la energía de pérdidas) y los grandes usuarios tienen una participación menor en el MM, además de que les es dificultoso seguir y entender las variables del MM que determinan el precio de la energía.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MAYOR
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Dado que resulta muy difícil de demostrar la existencia de conductas anticompetitivas como las antes indicadas por parte de los Participantes del MM, siendo que para hacerlo posible se deberían auditar todos sus costos y las condiciones técnicas de sus unidades generadoras, resulta mejor hacerlo por medios indirectos.

Como métodos indirectos para limitar las posibilidades de ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores se recomiendan las siguientes acciones:

- Incrementar la competencia en el MM vía la importación / exportación de energía con países vecinos. Esto se puede realizar vía:
 - Habilitar la participación de generadores de otros países en los procesos de contratación de energía vía licitaciones que realicen las empresas distribuidoras.
 - Habilitar al AMM a que compre energía en el MER para abastecer a demanda de usuarios regulados de las distribuidoras toda vez que los costos de oportunidad en el MER sean menores a los precios de la energía en el MM de Guatemala.



- Incrementar los controles que debe realizar el AMM en relación con los costos variables informados por los generadores por medio de las siguientes acciones:
 - Realizar estudios de costos de OyM variables de las unidades generadoras, por tipo, existentes en el MM de Guatemala. De estos estudios deberían obtenerse valores típicos de costos de OyM para cada tipo de tecnología en donde se incluyan los costos asociados a los diferentes tipos de mantenimiento (mayor, gases calientes, combustión, etc.), los que corresponden a arranque y parada, así como las fórmulas que se utilizan para convertir un costo futuro (el costo de la intervención cuando esta suceda) en un costo a ser recuperado con el despacho presente.
 - Requerir a los generadores que realicen ensayos auditados de curvas de eficiencia de sus unidades generadoras
 - Realizar estudios de costos representativos de combustible, puesto en la localización de la central, identificando sus diferentes componentes y la forma en que se actualizan los mismos, en función de los precios de combustible en el mercado de referencia más cercano.
 - Realizar un seguimiento del stock de combustible disponible en la central, habilitando a que sólo una parte del mismo sea considerado en la determinación del costo variable de las unidades generadoras. Se debe tener en cuenta que el stock de combustible es en realidad un capital de trabajo y no un costo real, siendo por lo tanto, el costo real de combustible el que permite la recomposición del stock.
- Incrementar los controles que debe realizar el AMM en relación con la indisponibilidad de las unidades generadoras y principalmente cuando:
 - Se registren apartamientos entre el mantenimiento acordado en la programación de largo plazo y la salida de servicio real de la unidad generadora. Se debe tener presente que los mantenimientos programados son dependientes de las horas equivalentes de marcha de las unidades de generación y por lo tanto, auditables por parte del AMM.
 - Se observen índices de indisponibilidad de las unidades generadoras que no se corresponden con prácticas habituales en unidades de generación que han sido operadas y mantenidas cumpliendo con criterios técnicos de calidad y cuando dicha indisponibilidad produce incrementos significativos del precio de la energía y/o pone en riesgo el abastecimiento de la demanda. Se deben establecer valores de referencia de indisponibilidad que obliguen a que los Participantes Productores informen los motivos que originaron la salida de servicio forzada y la intervención del AMM auditando dichos motivos.

4.2.2. RESTRICCIONES Y GENERACIÓN FORZADA

Restricciones al despacho existen en todos los mercados. Su origen es diverso:

- Por la naturaleza de la generación de energía eléctrica que impone mínimos técnicos y tiempos mínimos de arranque y detención de las unidades de generación,
- La seguridad del sistema que requiere en todo momento un determinado balance de generación y demanda en las diferentes regiones del país, de forma tal que si hay un evento de pérdida de generación no se produzca un colapso del sistema que obligue a un corte significativo de carga.



- Limitaciones del sistema de transmisión para que este opere en forma correcta evitando sobrecargas en sus elementos y un adecuado perfil de tensiones en toda la red.

La existencia de restricciones afecta el funcionamiento del MM de múltiples formas:

- Producen un despacho menos eficiente lo que termina incrementando el costo de producción de energía. El despacho menos eficiente es el resultado de que las restricciones "activas" producen que en el despacho de generación sean convocadas a generar unidades de mayor costo variable respecto a las que hubiesen sido requeridas si la restricción no se hubiese puesto de manifiesto.
- Crea poder de mercado dado que muy posiblemente sólo un grupo menor de generadores pueda ser utilizado para resolver el problema generado por la restricción, haciendo por lo tanto, que dichos generadores abastezcan la demanda sin competencia con el resto de los generadores.
- Crea barreras de entrada a nueva generación, toda vez que la generación forzada por restricciones reduce la demanda a abastecer en el mercado de competencia, haciendo que dicha demanda no resulte de las variables económicas tales como PBI o indicador similar y por lo tanto no sea estimable por técnicas típicas de proyección de la demanda.
- Incrementa los precios de la energía ya que inversores en nueva capacidad de generación considerarán las restricciones como un riesgo para su negocio internalizando dicho riesgo en el precio al cual están dispuestos a ingresar al MM.
- Incrementa el riesgo de abastecimiento de la demanda toda vez que cuanto menor sea el grupo de generadores que pueden abastecer una determinada zona del país mayor será el riesgo de no suministrar la demanda si algunos de estos generadores sale de servicio por contingencias.
- Las herramientas de computación disponibles para realizar el despacho óptimo de generación no pueden por el momento tomar en consideración todas las restricciones que afectan en la práctica al despacho de generación. Por ejemplo los requerimientos de generación forzada para mantener un determinado perfil de tensión no pueden ser simulados en los programas de despacho económico, ya que estos hacen una representación simplificada de la red de transmisión. Esto obliga a que el proceso de identificación de generación forzada por restricciones tenga que ser realizado en forma recursiva, utilizando diferentes programas. El resultado que se obtiene es necesariamente un sub-óptimo, ya que no se puede garantizar que la solución obtenida sea de mínimo costo. Se genera así, un espacio de discrecionalidad en la programación de la operación que le quita transparencia a dicho proceso y puede, llegado el caso, ocultar errores importantes de planificación de la operación.

De todos estos problemas sólo una mínima parte son medibles, en forma directa via las transacciones económicas del MM. Las restricciones activas generan lo que se conoce como sobrecostos por energía forzada que se convierte en una remuneración de los generadores con cargo principalmente en la demanda, el cual se incluye en las transacciones económicas. Este sobrecosto resulta de valorar la generación forzada por la diferencia entre el Costo Variable del generador forzado y el Precio de Nodo de la energía correspondiente al nodo donde el generador forzado se conecta al sistema de transporte.

Siendo la única variable explícita que muestra el problema que producen en el MM las restricciones se requiere un control y seguimiento detallado de la misma, de forma tal de minimizar el conjunto de efectos adversos antes comentados que originan las restricciones.



De las evaluaciones realizadas no se observa que se esté realizando este seguimiento. En las transacciones económicas, el AMM se limita a informar los sobrecostos por restricciones, diferenciando los tipos de restricciones. En la programación de Largo Plazo, se evalúa la operación del sistema de transmisión, a efectos de tener una cuantificación de los problemas operativos y requerimientos de generación forzada.

Resolver el problema de restricciones depende en la mayoría de los casos de la planificación que se realice de la expansión del sistema de transmisión. Tener un adecuado seguimiento cuantificado del costo de la generación forzada permite decidir sobre la conveniencia de refuerzos en el sistema de transmisión, ya sea por el agregado de un nuevo circuito o por la adición de compensación reactiva.

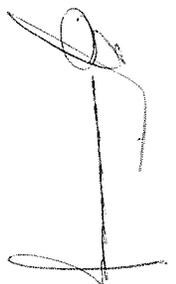
De acuerdo a lo indicado en el RLGE, Artículo 54, la planificación de la expansión del sistema de transmisión y la preparación de un Plan de Transmisión es realizada por un órgano técnico dependiente del Ministerio de Energía y Minas contando con la asesoría del AMM quien deberá informar sobre las características del sistema de transmisión y sus restricciones. Queda claro por lo tanto que el AMM es el responsable directo de hacer la cuantificación del efecto acumulado de las restricciones y de su prospectiva a futuro de forma tal de que esta información sea tenida en cuenta en el Plan de Transmisión, el cual tiene por principal objetivo minimizar las restricciones impuestas por el sistema de transmisión.

La generación forzada puede estar también relacionada con la provisión de servicios complementarios de reserva (RRO, RRA). Estos servicios tienen por objeto controlar los desvíos instantáneos y de larga duración (hasta el redespacho) existentes, entre la generación y la demanda despachada por efecto de variaciones de la demanda y por contingencias de generación. Cuanto mayor sea la reserva, mejor será la operación del MM desde el punto de vista de la confiabilidad, pero al mismo tiempo mayores serán los costos para la demanda por tener que cubrir los costos directos e indirectos asociados a la disponibilidad de dicha reserva. Los costos directos son los que corresponden a remunerar la provisión de los servicios. Los costos indirectos surgen del incremento en el precio de la energía por tener en reserva, no despachada, generación que puede ser más eficiente que otra que está generando y por tener que cubrir, en algunos casos, costos de generación forzada asociada a dicha reserva.

Por lo tanto la reserva del sistema, debe surgir de una evaluación de mínimo costo obtenida como suma de costos directos e indirectos y mejoras en la calidad y seguridad del abastecimiento. El AMM debería ser el encargado de realizar estas evaluaciones y determinar la reserva óptima a considerar para los servicios RRO y RRA. De los antecedentes disponibles, no surge que el AMM estuviese haciendo este tipo de evaluaciones limitándose a los valores de reserva indicados en las normas de coordinación.

La permanencia de la situación actual donde el AMM informa la generación forzada resultante de la operación en tiempo real indicando el motivo de la misma sin justificación alguna de la pertinencia del mismo, y el sobrecostos resultante, se entiende que potencialmente podría ocultar problemas de funcionamiento del MM y del propio AMM como principal responsable de la programación de la operación, todo lo cual quita transparencia al MM y afecta el costo de abastecimiento de la demanda.

En los últimos 3 años ha tenido un promedio próximo a los 300 GWh/año y máximos de 60 GWh/mes. La generación forzada se requiere principalmente en horas de punta donde es máximo el uso que se hace del sistema de transmisión y donde se requieren la mayor capacidad de generación tanto operativa como en reserva. El requerimiento máximo antes indicado equivale a una potencia despachada forzada durante las horas de máxima demanda (4hs/día hábil), equivalente a 680 MW, es decir un 50% de la demanda. Aún cuando en términos medios anuales este número es menor (280 MW) no deja de ser significativo desde el punto de vista de afectación al funcionamiento del MM.



Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Dado que no es posible asegurar que la programación de la operación que realiza el AMM se corresponda con un óptimo desde el punto de vista de la minimización de los costos asociados a la generación forzada, y considerando que dichos costos pueden ser mucho mayores a los informados por el AMM como sobrecostos por generación forzada, se requiere que el AMM realice un seguimiento estricto de la generación forzada y los sobrecostos asociados resultante en las diferentes etapas de programación y en la operación en tiempo real.

Como mínimo el AMM debería indicar:

- Programación de Largo Plazo
 - Análisis y evaluación de la operación del MM en el periodo anual anterior a los efectos de cuantificar la generación forzada real, los motivos que la originaron y si las condiciones actuales del sistema podrían acentuar o reducir los problemas.
 - Restricciones impuestas al proceso de planificación. Sustento de las mismas en función de los estudios eléctricos u otras evaluaciones realizadas.
 - Requerimientos de generación forzada resultante del despacho óptimo para diferentes condiciones operativas. Sustento de la misma en función de las restricciones que la motiva.
 - Medidas correctivas que podrían ser utilizadas para minimizar la generación forzada
 - Determinación de la reserva óptima RRO y RRA que minimiza el costo de abastecimiento de la demanda incluyendo los costos de calidad asociados a ENS probable.
- Programación Semanal
 - Análisis y evaluación de la operación del MM en la semana anterior a los efectos de cuantificar la generación forzada real, los motivos que la originaron y si las condiciones actuales del sistema podrían acentuar o reducir los problemas.
 - Restricciones impuestas al proceso de planificación. Sustento de las mismas en función de los estudios eléctricos u otras evaluaciones realizadas.
 - Requerimientos de generación forzada resultante del despacho óptimo para diferentes condiciones operativas.



- Sustento de la misma en función de las restricciones que la motiva.
- Sustento de las diferencias resultantes respecto a las previsiones de la Programación de Largo Plazo.
- Programación Diaria
 - Análisis y evaluación de la operación del MM en el día anterior a los efectos de cuantificar la generación forzada real, los motivos que la originaron y si las condiciones actuales del sistema podrían acentuar o reducir los problemas.
 - Requerimientos de generación forzada resultante del despacho óptimo.
 - Sustento de la misma en función de las restricciones que la motiva.
- Informe de Pos-Despacho
 - Generación forzada discriminada en horas de punta, media y base
 - Motivo que la originó. Sustento de diferencias con lo previsto en el predespacho

El AMM debería además realizar reuniones mensuales con los Participantes del MM, en donde exponga los motivos por los que se requiere la generación forzada, los sobrecostos que estas producen, las medidas de mitigación posible. Las reuniones deberían tener una minuta en donde se indiquen los Participantes presentes, los temas tratados, las observaciones y comentarios realizados por los presentes y las respuestas dadas por el AMM. Copia de dicha minuta debe ser luego remitida a la CNEE para conocimiento.

4.2.3. MODELOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

La programación de la operación requiere de sofisticados modelos de simulación a partir de los cuales se determina la operación de mínimo costo para el horizonte de planificación. Como resultado se obtiene la generación de cada una de las unidades de generación para cada etapa de tiempo evaluada.

Dada la existencia de centrales hidráulicas con capacidad de regulación, la optimización de los recursos energéticos requiere de una programación de Largo Plazo con un horizonte mínimo de 1 año, de una programación semanal donde se simulan los 7 días de cada semana y una programación diaria que define el pre-despacho de generación para cada hora del día siguiente.

En cada una de estas etapas se requiere el uso de modelos de simulación apropiados con el problema a resolver.

El AMM para la Programación de Largo Plazo utiliza el programa SDDP módulo de Largo Plazo, para la programación semanal el modelo SDDP de corto plazo llamado NCP y el modelo SOMER para la programación diaria. Está realizando las tareas necesarias para adoptar también el modelo NCP para la programación diaria.

En el informe de la Sección II fueron analizados cada uno de estos programas buscando identificar las limitaciones de los mismos que puedan afectar el despacho óptimo de generación. Como conclusión de dicho análisis cabe destacar que dos aspectos fueron detectados como críticos:

- La inexistencia de una Base de Datos técnica compartida por todos los modelos que asegure un tratamiento confiable, seguro y transparente de los datos que utilizan los modelos y los resultados obtenidos. A la fecha mucha información compartida por los modelos se encuentra en planillas de cálculo donde es posible modificar datos sin



que se asegure que ese nuevo dato es compartido por todos los programas y sin tener una historia de los cambios que asegure su trazabilidad y responsabilidades.

- El modelo SOMER no hace una representación de la red de transmisión. Esto implica que no puede determinar Factores de Pérdidas, ni generación forzada por restricciones de límites de transmisión. Esto hace que ambos parámetros deban ser ingresados como datos en lugar de ser resultados de la simulación, de lo cual resulta una solución sub-óptima, ya que no se puede asegurar que los datos suministrados de Factores de Pérdidas y generación forzada sean correctos para todos los estados operativos resultantes de la simulación.

Ambos problemas se entiende pueden ser resueltos a la brevedad por el AMM, siguiendo las recomendaciones de las auditorías anteriores y de la presente auditoría.

Queda sin embargo otro problema, que tiene relación con los modelos de simulación y con indicaciones del RAMM y de la NCC-01. El Art. 35 del RAMM indica que para las plantas hidroeléctricas de regulación anual, los generadores deben informar la cantidad de energía semanal que tienen disponible para que el AMM pueda calcular el Valor del Agua. La NCC-01 indica que, el AMM debe determinar el valor del agua en la Programación de Largo Plazo y en la Programación semanal y que para determinar este último valor debe utilizar los mismos modelos que se utilizan para la programación semanal.

El modelo de simulación que determina el valor del agua de las centrales de regulación anual que hace referencia la NCC-01 es el modelo SDDP módulo de Largo Plazo. Este modelo produce además, como resultado la energía a generar por dichas centrales en cada etapa de cálculo que minimiza el costo de operación en el horizonte de cálculo. El AMM utiliza como etapa de cálculo 1 mes y horizonte de cálculo 1 año. Cabe destacar que ambos parámetros: i) energía a generar y ii) valor del agua son resultados de la simulación y por lo tanto no se los puede imponer como dato. Si por otra parte se quisiera fijar la cantidad de energía a generar por dichas centrales en cada mes, el programa asumirá la misma como energía forzada y por lo tanto sin posibilidades de optimización en el horizonte de cálculo, siendo en tal caso el valor del agua igual al costo variable de OyM de la central ya que el despacho de la misma está obligado.

El modelo que se utiliza para la programación semanal (NCP), no puede determinar el valor del agua de las centrales de regulación anual. Esto no se debe a una limitación del modelo que pueda ser evitada con un mejor modelo. La razón por la cual, un modelo de despacho semanal no puede determinar el valor del agua de una central de regulación anual es de tipo conceptual. Tiene que ver con el horizonte de cálculo. El valor del agua por definición es el costo de oportunidad futuro como reemplazo de la generación térmica, en un periodo compatible con la capacidad de regulación de la central. Para este tipo de centrales, siendo el periodo de regulación anual, el valor del agua debe ser determinado necesariamente en un horizonte de un año, por lo que no es posible que el mismo sea determinado por el modelo de programación semanal, cuyo horizonte de cálculo es 1 semana.

Se entiende que el espíritu de lo indicado en el RAMM y en la NCC-01, se basa en respetar la optimización del agua, que indica el generador aceptando la energía semanal que este informa como disponible. El problema que surge es que bajo este criterio, el valor del agua de las centrales con regulación anual es igual a su costo variable de OyM, porque los modelos la deben considerar como generación obligada. Esto contradice lo indicado por la NCC-01 en relación a que el AMM debe determinar el valor del agua en la programación semanal. En la práctica lo único que puede hacer el AMM en la programación semanal, con el modelo NCP, es asignar a cada día la energía semanal disponible indicada por el generador de forma tal de minimizar el costo operativo de la semana.

Este problema fue interpretado por el AMM adoptando una solución que se entiende no es correcta. En la programación semanal, el AMM determina el despacho de las centrales con




regulación anual, asimilando a las mismas a una central térmica con la energía máxima generable informada por el generador, una potencia igual a la potencia disponible de la central y un costo variable que ajusta en forma iterativa hasta conseguir que el despacho resultante de la central térmica resulte igual a la energía disponible. Dicho costo variable el AMM asume como valor del agua de la central.

El despacho resultante cumple con la condición de respetar lo indicado como energía disponible por el generador. Pero el valor del agua así determinado no tiene sustento conceptual y por lo tanto no es correcto. Siendo que los costos variables de los generadores térmicos, incluido el generador que representa la generación hidráulica, determinan el costo marginal del sistema y por lo tanto también el POE, esto afecta los ingresos de los generadores y el costo de abastecimiento de la demanda.

La permanencia de la situación actual se entiende que no afecta sensiblemente la optimización de los recursos energéticos pero deja un espacio de necesaria interpretación y por lo tanto, de discrecionalidad que afecta la transparencia del MM. Se necesita por lo tanto, resolver las contradicciones conceptuales que resultan de lo indicado en la NCC-01, respecto a la forma en que se determina el valor del agua de las centrales hidráulicas con regulación anual, siendo que este parámetro es relevante para la determinación de los precios de la energía.

La situación actual puede estar originando incrementos de los precios de la energía toda vez que el valor del agua refleja un costo térmico de la semana y no el nivel del embalse y las necesidades de uso futuro del agua. Se pueden dar así situaciones donde el embalse esté en cota de vertimiento y aún así el valor del agua determinado por el AMM sea mayor a cero y resulte marginando la generación hidráulica incrementando los precios de la energía.

La solución a este problema no tiene complicación alguna desde el punto de vista técnico. Los programas que utiliza el AMM para realizar la programación de la operación, pueden ser utilizados para determinar el valor del agua sin mayores dificultades, por lo que se trata sólo de modificar lo indicado en la NCC-01 y con ello lograr el objetivo deseado de que el POE refleje el real costo de oportunidad de la energía (costo marginal), evitando errores que pueden afectar sensiblemente el costo de abastecimiento de la demanda.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MAYOR
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

La optimización de los recursos energéticos y la determinación correcta de los costos marginales se consideran aspectos relevantes de la operación del MM por lo que se debe dar una respuesta conceptualmente correcta a ambas problemáticas.

La decisión de que sea el generador quien informe la energía disponible en cada semana en las centrales con regulación anual y que el AMM asuma la misma como energía obligada en la semana es posible que implique una des-optimización del recurso energético toda vez




que el generador podría no disponer de suficiente información para el cálculo adecuado de la energía disponible. Siendo que los errores de estimación de la energía disponible afectan en forma negativa los intereses de los generadores titulares de dichas centrales es de esperar que esto los induzca a mejorar sus métodos de estimación logrando la efectiva optimización de los recursos energéticos. Es claro también, que si el generador indica una cantidad de energía a generar en la semana, esto implica que dicha cantidad ya no puede ser optimizada por el AMM, resultando por lo tanto un despacho forzado de la misma, no correspondiendo por lo tanto el cálculo del valor del agua.

Lo indicado por la NCC-01, respecto a que el valor del agua de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación anual, se entiende corresponde al caso donde el AMM puede optimizar el volumen de energía semanal a generar por la central. En tal caso, el valor del agua debe ser determinado con el mismo modelo de la programación semanal se considera incorrecto o bien requiere de una aclaración para evitar la necesidad de interpretación de la norma y que de esta interpretación resulten errores que afectan la determinación de los precios de la energía. El valor del agua necesita determinarse con el modelo de Largo Plazo y así tiene que quedar explícitamente expresado en la NCC-01.

La forma de hacerlo es como primer paso de la programación semanal se realiza una simulación de Largo Plazo considerando el nivel del embalse previsto al inicio de la semana y los aportes de agua previstos al embalse. En esta simulación, a las centrales hidráulicas con capacidad de regulación anual se las obliga a generar en la primera semana la energía informada por el generador dejando que el programa determine la optimización de los recursos energéticos el resto del año. Como resultado de esta simulación el programa determinará el valor del agua como costo de oportunidad futuro dentro del horizonte de simulación siendo dicho valor el que se asume como valor del agua en la programación semanal.

A continuación el AMM debe determinar el despacho de generación para lo cual debe únicamente informar al programa de simulación NCP la energía semanal a generar por las centrales hidráulicas con regulación anual. El modelo asignará dicha cantidad de energía a cada día de la semana de forma tal, de minimizar los costos de operación. La energía asignada en cada día será empuntada lo más posible para reducir al mínimo el despacho de las unidades de generación térmica de mayores costos variables.

Por último para determinar el POE correspondiente a cada hora de la semana el AMM debería adoptar el mayor valor entre los costos variables de las unidades térmicas, despachadas en forma no forzada trasladado al Nodo de Referencia por medio de los correspondientes Factores de Pérdidas.

Para que el valor del agua así determinado sea correcto el AMM debe hacer una estimación de costos de combustible a futuro. Se sugiere a tal efecto utilizar como referencia la información más actualizada posible de precios de combustible en los mercados de referencia y los resultados de los estudios que se propone realice el AMM para verificar la declaración de costos variables por parte de los generadores térmicos.

4.2.4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA – SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

La proyección de la demanda se convierte en un aspecto relevante en el proceso de optimización del sistema y en los análisis de seguridad que se realicen para garantizar una operación de mínimo costo y lo más confiable posible. La proyección de la demanda también adquiere importancia comercial dado que define la Demanda Firme que los Participantes Consumidores están obligados a contratar su cubrimiento con Oferta Firme Eficiente de los Participantes Productores y de esta forma incentivar la expansión del parque de generación conforme lo requiere el crecimiento de la demanda contribuyendo esto también a minimizar el costo de abastecimiento.



El AMM proyecta la demanda en base a modelos propios, tanto a nivel global como de Participantes Consumidores en forma individual. La proyección de la demanda la realiza para la Programación de Largo Plazo y para la Programación Semanal.

Para estimar la demanda que será simulada en la Programación de Largo Plazo utiliza un modelo que realiza una regresión utilizando como variable explicativa el PIB e incluye términos autorregresivos. La estimación de la demanda semanal, la realiza considerando la demanda de la semana anterior. La Demanda Firme de los Participantes Consumidores la determina para el año estacional que corresponda.

El proceso de estimación de la demanda presenta algunas falencias que fueron observadas en el Informe correspondiente a la Sección II de la Presente Auditoría. Aún así los indicadores de proyección de la demanda muestran valores de errores razonables. Se pueden mejorar las estimaciones de demanda incluyendo otras variables explicativas.

El AMM no incluye como parte de la información que suministra una proyección de la demanda de Largo Plazo que muestre los requerimientos de Oferta Firme Eficiente en un periodo suficientemente largo compatible con los tiempos requeridos para instalar nueva capacidad de generación. Tampoco realiza estudios de seguridad de abastecimiento de largo plazo que muestren riesgos de abastecimientos y costos marginales.

Esto se considera de alto riesgo ya que no permite anticipar problemas a mediano plazo que requieran algún tipo de acción en el presente para resolver y/o morigerar los posibles efectos adversos que puedan surgir de dichas evaluaciones. Por otra parte la ausencia de proyecciones de demanda de largo plazo y su capacidad de cobertura con Oferta Firme Eficiente hace que no se anticipen requerimientos de inversión en nueva capacidad de generación.

La ausencia de información sobre prospectiva de las variables relevantes del MM a mediano plazo es una de las características preocupantes en las actuales condiciones del MM de Guatemala. En la práctica todo parece estar orientado al corto plazo, donde en realidad hay muy pocas cosas por hacer, en el sentido de resolver problemas que produzcan riesgos de abastecimiento de la demanda o mayores costos de la energía, toda vez que resolver esos problemas suelen requerir decisiones que se toman con anticipación de varios años, ya sea por la necesidad de obras de infraestructura o por necesidad de ajustes a la normativa vigente.

El AMM, en la situación actual del MM, podría estar incumpliendo con las obligaciones impuestas por la LGE, respecto a las responsabilidades del AMM, Artículo 44, toda vez que por falta de información sobre la evolución del MM en el mediano plazo no su pueden realizar las acciones necesarias para el abastecimiento de energía y para garantizar la seguridad.

LGE

Artículo 44. La administración del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado administrador del mercado mayorista, cuyas funciones son:

- c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Es claro que el AMM no puede realizar inversiones que garanticen la seguridad y el abastecimiento de energía. Es por esto que lo indicado por la LGE debe ser interpretado como que el AMM debe realizar todas las acciones posibles para prevenir posibles problemas en la seguridad y en el abastecimiento de energía eléctrica y ésto sólo se puede hacer con un estudio de prospectiva que tenga un horizonte mínimo de 5 años.



Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	NO
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Disponer de una proyección de la demanda de largo plazo compatible con los tiempos requeridos para el desarrollo del parque de generación permitirá disponer de información valiosa respecto al funcionamiento del MM en el mediano y largo plazo que muestre los requerimientos de inversión en el segmento generación, suministrar información para la planificación de las ampliaciones requeridas en la red de transmisión, alertar con suficiente anticipación riesgos de abastecimiento y la ocurrencia de elevados precios de la energía.

Lo que realiza actualmente el AMM en tal sentido se considera muy limitado ya que ni siquiera realiza estudios de confiabilidad del abastecimiento para diferentes escenarios posibles en función del crecimiento de la demanda, disponibilidad de recursos energéticos, restricciones del sistema de transmisión, indisponibilidad de generación y transmisión, etc.

Por tal motivo se propone que como parte de la Programación de Largo Plazo el AMM incluya como parte de la información a suministrar un estudio de prospectiva del cual surjan los siguientes resultados:

- Proyección de la demanda de energía y demanda máxima de potencia a nivel del sistema interconectado en un periodo que abarque los próximos 8 años.
- Cubrimiento de la Demanda Firme prevista con Oferta Firme Eficiente disponible a la fecha y la que se tiene razonable certeza que entrará en operación comercial en el periodo evaluado.
- Estimación de la ENS esperada considerando diferentes aportes hidrológicos, la disponibilidad típica del parque de generación y la ocurrencia de fallas en el parque de generación y en el sistema de transmisión.

La disponibilidad de este informe le permitirá al AMM y a la CNEE instrumentar medidas de tipo regulatorias que permitan incentivar los mecanismos de mercado que permitan resolver o mitigar los problemas observados, lo cual requiere conocer los problemas con una razonable anticipación.

4.3. Proceso de cálculo de precios de la energía

El precio de la energía en el mercado de oportunidad se define como el costo marginal de generación. El criterio de cálculo adoptado en el MM de Guatemala se basa en determinar el costo marginal como el costo variable de producción de la unidad de mayor costo convocada a generar por el despacho económico de mínimo costo.

En el caso de un despacho hidrotérmico, resulta necesario realizar precisiones adicionales de tipo "regulatorias", a los efectos de determinar el costo marginal del sistema y correspondientemente el precio de la energía en el mercado ocasional.




En el caso de que para una hora determinada el Valor del Agua (VA) de las centrales hidráulicas sean menores al costo variable de producción de la unidad térmica de mayor costo variable convocada a generar por el despacho económico de mínimo costo, el costo marginal del sistema se determina como el costo variable de la unidad de generación térmica con despacho en régimen permanente convocada a generar en cada hora.

Si el VA para una determinada central hidráulica resulta mayor a los costos variables de producción de las unidades térmicas convocadas a generar por el despacho económico de mínimo costo y aún así resulta despachada dicha central se tiene una situación donde la aplicación del criterio actual de determinación del POE daría como resultado que el POE resulte igual al VA de la mencionada central.

Se entiende que esto es incorrecto, ya que no se cumple el postulado de que en el punto de operación óptima del embalse, el VA resulte igual al valor de la unidad térmica de mayor costo operando en régimen permanente.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MAYOR
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Determinar el costo marginal del sistema como el costo variable de producción de la unidad térmica de mayor costo variable de producción convocada a generar por el despacho económico de mínimo costo que no hubiese sido convocada a generar por despacho forzado por restricciones, pruebas, régimen de transición.

4.4. La contratación de energía como seguridad de abastecimiento en el largo plazo

La remuneración por energía a los costos marginales resultantes del despacho óptimo de corto plazo debería ser suficiente para lograr que la demanda cuente en todo momento con la capacidad de generación suficiente para garantizar su abastecimiento y que los costos de dicha energía se correspondan con los costos de desarrollo de la generación más eficiente disponible en cada momento.

Para un parque generador adaptado, la producción de energía valorizada al costo marginal de corto plazo (Cmg), remunera adecuadamente, en un período suficientemente largo, los costos fijos y variables de las unidades de generación más económicas tecnológicamente disponibles para abastecer la demanda.

En cada hora, el Cmg asegura cubrir los costos variables de todas las unidades generadoras que están produciendo energía en dicha hora. Para las unidades generadoras que en cada hora no resultan marginales existe además una renta marginal obtenida como diferencia entre el CMg y sus respectivos Costos Variables. Es así que los Cmg integrados



en un largo plazo permiten cubrir también costos fijos de las unidades generadoras. Cabe advertir, no obstante, que para que esto suceda en las horas en las cuales el parque de generación no es capaz de satisfacer totalmente la demanda, el Cmg debe adoptar un valor igual al costo de falla (CENS), otorgando a todas las unidades generadoras que satisfacen la demanda en esa hora una renta marginal, que es la que garantiza que el Cmg cubra, además de los costos variables, los costos fijos de las unidades que conforman el parque adaptado.

Es así que en un mercado en equilibrio, el promedio de los Cmg se estabiliza en un valor que se reconoce como el Costo Marginal de Largo Plazo del mercado (CMLP) el cual por definición es el que remunera plenamente la expansión óptima del sistema, con todas sus restricciones.

En un mercado en equilibrio se cumple por lo tanto lo siguiente:

- El Cmg promedio tiende al costo total de desarrollo de la unidad de generación de menor costo total (suma de costos de inversión, OyM, combustible, etc.)
- Existe probabilidad de que parte de la demanda no sea abastecida ya que el costo de abastecer dicha demanda supera el costo de falla del sistema.
- Se requiere que en periodos donde el mercado no cuenta con suficiente generación y por lo tanto son necesarios reducciones de carga y/o de los márgenes de reserva operativa, el Cmg del MM sea igual al costo de falla.

Cabe destacar que por la naturaleza de los fenómenos físicos involucrados y el diseño de los sistemas eléctricos la ocurrencia de los estados de falla antes indicados es de muy baja probabilidad y la ENS típicamente no supera en promedio el 0,1% de la energía total abastecida.

La existencia de ENS y precios de la energía igual al costo de falla permite que toda la generación, tanto existente como futura, aún las menos eficientes, cubran la totalidad de sus costos en términos promedio pero no necesariamente todos los años por la naturaleza aleatoria de los estados de baja reserva y altos costos marginales. Este hecho ha conducido a que en la mayoría de los mercados eléctricos en los cuales se utilizan los Cmg como precios de la energía se remunere en forma adicional la Oferta Firme de las unidades de generación.

El precio al cual se remunera la Oferta Firme se determina como la anualidad del costo de capital y costo fijo de operación de una unidad generadora de punta, por unidad de potencia efectiva que ella aporta al sistema.

La remuneración por Oferta Firme se suma a la remuneración por energía lo que produce una reducción de los Cmg del sistema ya que la remuneración total no puede ser superior al costo de desarrollo de la generación de menor costo total.

Para que los conceptos teóricos antes indicados se cumplan en la práctica se requieren de instrumentos de mercado que lo hagan posible. A continuación se analizan estos conceptos evaluando si en el contexto actual del MM de Guatemala se observan aspectos que deberían ser modificados para optimizar el funcionamiento del MM.

4.4.1. LA OBLIGACIÓN DE CONTRATAR

Por diseño, uno de los pilares para el desarrollo de la generación y eficiencia en los Mercados Eléctricos Mayoristas en funcionamiento en la última década ha sido tener un Mercado de Contratos por medio del cual toda la demanda eléctrica es abastecida y un Mercado Spot donde se despacha la energía para cumplir con el objetivo de mínimo costo

de operación. Bajo este esquema el desarrollo del Mercado de Contratos permite medir en un Mercado Mayorista su evolución y eficiencia.

Dadas las características de la electricidad, el mercado marginalista de corto plazo (el Mercado Spot) debería tender a ser volátil y con riesgos de períodos con precios altos (considerados excesivos por la demanda) y períodos de precios bajos (considerados insuficientes por la generación). Estas dos caras del riesgo no pueden ser mitigadas totalmente aún con la remuneración por capacidad antes comentada por lo que incentivan a que ambas partes, tanto la demanda como la generación, quieran contratar el suministro de energía futuro. Estas señales deberían ser tanto más fuertes en un contexto como el de Guatemala donde una parte significativa de la demanda es cubierta con generación hidroeléctrica la que es dependiente de la particular hidrología de cada año.

Los objetivos que se buscan al contratar en Mercados eléctrico marginalista de competencia son los siguientes:

- Establecer un flujo de fondos predecible para el Generador. En particular en el caso de inversiones en generación nueva, los contratos permiten obtener predictibilidad del flujo de caja lo que facilita el financiamiento de las inversiones;
- Crear mayor predictibilidad de precios, reduciendo las incertidumbres de comprar o vender de oportunidad en el corto plazo.
- Estabilizar los ingresos para el Generador y el costo de la energía para la demanda, al establecer precios por contratos que no tienen la volatilidad de un Mercado Spot, protegiendo al cliente de la volatilidad excesiva en su tarifa.

Es por ello que, la tendencia natural de un Mercado Mayorista, es que los que están expuestos a los riesgos de un Mercado Spot busquen protegerse a través del Mercado de Contratos, o sea que busquen establecer acuerdos comerciales con precios y cantidades pre-definidos ex-ante.

Un contrato genera obligaciones a las partes lo cual significa una oportunidad y un riesgo. El diseño de los contratos debería distribuir adecuadamente los riesgos asignándolos a la parte que los pueda administrar con mayor eficiencia. Un generador puede administrar eficientemente su disponibilidad. Una demanda puede administrar eficientemente la energía futura que requiere. Ninguna de las partes puede administrar eficientemente precios futuros de los combustibles que se utilicen para la generación. La falta de energía debe ser un riesgo explícito de las demandas que las obligue a obtener eficientes contratos de corto y largo plazo.

La NCC-13 establece que no existen restricciones en cuanto a la duración de los contratos, los que podrán ser definidos libremente entre las partes, con la única restricción que el Participante Consumidor debe tener cubierta su Demanda Firme de los años calendarios corriente y siguiente.

El periodo antes indicado se considera muy reducido si es que se pretende que vía la contratación de energía se haga posible el desarrollo del parque de generación conforme crece la demanda garantizando ello el abastecimiento de energía a mínimo costo. Un plazo de contratación de dos años permite sólo estabilizar precios de la energía al valor esperado del precio de oportunidad en el MM.

En general los organismos que financian los proyectos de generación requieren para el otorgamiento de créditos la existencia de contratos de largo plazo que abarquen una parte significativa del periodo de repago de la deuda como una forma de garantizar el pago de la misma. Es así que resulta muy difícil el financiamiento de proyectos mercantes es decir donde sus ingresos provengan mayoritariamente de transacciones en el mercado de oportunidad (spot).



Por los motivos antes indicados se considera que la obligación por parte de la demanda de tener contratada la cobertura de su Demanda Firme no garantiza que disponga en todo momento de la generación necesaria para su abastecimiento.

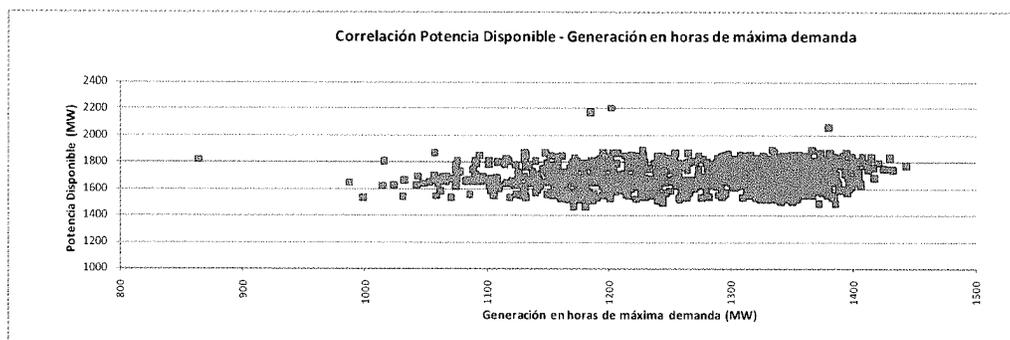
Aún cuando las empresas distribuidoras tengan sanciones económicas importantes, si no pueden abastecer la demanda de sus clientes se considera que esto no es suficiente para promover la contratación de energía que incentive la expansión del parque de generación, logrando con ello minimizar el costo de abastecimiento.

Esto ha sucedido en otros mercados y la solución adoptada consiste en obligar a las empresas distribuidoras a realizar contratos de largo plazo (10 años o más) para el abastecimiento de la demanda, en una proporción a definir, por medio de licitaciones internacionales con pliegos estandarizados.

La forma en que se realicen estos llamados a licitación puede llevar a que se restrinja la competencia y con ello se generen barreras de acceso y pérdida de eficiencia en el mercado. Algunos ejemplos de ello son: plazo para el inicio del contrato que no permita la construcción de nuevo equipamiento de generación, no permitir indexación de precios en un contexto de fuerte volatilidad de los precios de combustibles, topes en precios, etc.

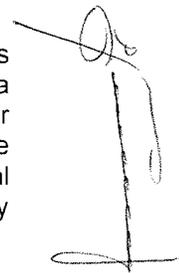
La estandarización de contratos en cambio es una condición esperable con la evolución y maduración de un Mercado Mayorista que permite asegurar el cubrimiento de la demanda futura a costos competitivos en el corto, mediano y largo plazo.

Cabe destacar que la situación en el MM de Guatemala de los últimos años es preocupante en términos de falta de inversiones. A modo de ejemplo en la figura siguiente se observa que la potencia disponible en el MM de Guatemala correlacionada con la demanda máxima abastecida. Se observa que aún cuando la demanda máxima varió en el periodo observado en el rango de 1000 a 1450 MW, la potencia disponible rara vez superó los 1900 MW y tuvo valores mínimos de 1500 MW, lo cual significa una importante reducción del margen de reserva que revela un significativo riesgo de abastecimiento



A futuro la situación en términos de la seguridad de abastecimiento podría empeorar dado que los instrumentos comerciales existentes parecen insuficientes para promover la expansión del parque de generación. Si la demanda máxima crece un 5% por año y la potencia disponible actual es de 1800 MW, en 3 años el margen de reserva se habrá reducido al 7% lo cual implica un severo problema de seguridad de abastecimiento.

Algo similar ha sucedido en otros mercados en los últimos años situación agravada además por la crisis de los mercados de capitales que hizo reducir las inversiones en el sector. La solución de promover nueva generación vía contratos de Largo Plazo parece ser la mejor opción disponible a la fecha. Procesos como estos están siendo desarrollados en los MM de Argentina, Chile, Perú, Brasil, Colombia, Panamá, El Salvador, todos ellos muy similares al MM de Guatemala desde el punto de vista de su organización, marco regulatorio y características de su sector eléctrico.




Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

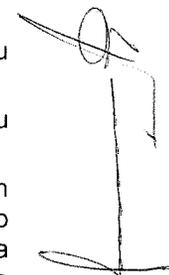
Recomendaciones presente Auditoria:

Bajo un esquema de contratación a largo plazo como el antes sugerido las empresas de Distribución deberían presentar periódicamente el volumen de contratos firmados con la cobertura de largo plazo conseguida de su Demanda Firme prevista. Se estima que en un adecuado régimen de funcionamiento, la cobertura de la demanda bajo contratos de largo plazo debería ser del orden del 60%-80% de la demanda, quedando la contratación de corto plazo, de uno o dos años, para el cubrimiento de la demanda restante y para cubrir las diferencias por crecimiento de la demanda.

El procedimiento de licitación de nuevos contratos por energía futura y el diseño de los contratos normalizados deberían tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Es necesario evaluar el efecto de la generación nueva y existente en la evolución del mercado y la necesidad de imponer requerimientos de contratación que hagan eficiente el mercado y aseguren una contratación eficiente
- El período de anticipación con que el Distribuidor realiza licitaciones de nuevos contratos debe permitir que se presenten nuevos inversores con centrales a construir si el contrato es asignado a los mismos.
- La eficiencia y los riesgos de los contratos. Un modelo de contrato que asigne riesgos excesivos al Generador o, peor aún riesgos que el Generador no puede controlar, será percibido como riesgoso también por los bancos de financiamiento. Por lo tanto, un modelo de contrato con esas características no facilita inversiones sino que las impide.
- Los riesgos que enfrenta un nuevo inversionista en generación. El modo de amortiguar estos riesgos es un contrato eficiente de Mercado que proteja los intereses del consumidor pero a la vez que logre un balance que proteja la viabilidad del financiamiento. Esto se logra a través de lo siguiente:
 - Creando predictibilidad de costo de compra para la demanda y de flujo de caja para la generación, a través que el contrato establezca cantidades y precios predeterminados.
 - Logrando que el Generador tenga contratado un porcentaje significativo de su generación no marginal, y consecuentemente,
 - Logrando que tanto el Generador como la demanda queden limitados en su exposición al Mercado Spot.

Si los contratos no establecen cantidades de energía cuantificables con anticipación esto producirá incertidumbre sobre el flujo de caja del proyecto y por lo tanto constituirse en barreras de acceso. El concepto de "energía asociada" que se ha utilizado en algunos contratos en centroamérica no asegura un volumen conocido de



energía contratada. El producto energía asociado ha sido muchas veces manipulado o definido con flexibilidades que crean incertidumbres sobre cuáles serán las cantidades físicas que venderá el Generador. El no poder cuantificar razonablemente estas cantidades con anticipación crea riesgos fuera del control del Generador, lo cual va en contra del objetivo buscado en el sentido que el contrato cree predictibilidad en su flujo de caja, y por lo tanto tampoco sirven a facilitar el financiamiento de inversiones.

- No incluir penalidades que se superponen a las que se definen en las reglas comerciales del mercado. Ejemplo, penalidades por indisponibilidad que se adicionan a los descuentos que tiene el generador por una menor Oferta Firme Eficiente si no cumple con una indisponibilidad objetivo.
- Incluir cláusulas de indexación de precios de forma tal de limitar el riesgo al que se expone un Generador al comprar combustible, y/o comprar en el Mercado Spot, a precios volátiles que varían por motivos fuera de su control. El nivel de riesgo que esto representa depende de la duración del contrato. En un contrato de período relativamente corto, es posible predecir precios del Mercado Spot y en función de ello ofertar precios al contrato con un riesgo acotado. Pero no es factible (y menos aún financiable) un contrato de largo plazo con precios fijos.

No se deben incluir en el llamado a licitación techos a los precios de los contratos que hagan inviable el ingreso de generación nueva.

4.4.2. LA OFERTA FIRME EFICIENTE

En el MM de Guatemala las Normas de Coordinación definen la forma en que se determina un valor de potencia denominado Oferta Firme Eficiente [MW] (OFE) de las unidades generadoras. La OFE determinada para un generador es la máxima potencia que puede comprometer en contratos de abastecimiento con los Participantes Consumidores del MM de Guatemala.

El proceso de cálculo de dicha potencia es tal que en la práctica resultan asignadas con OFE principalmente las centrales que generan en base a recursos renovables y en menor proporción las centrales térmicas convencionales. A modo de ejemplo en el año estacional 2008-2009 la potencia disponible en centrales con recursos renovables fue por un total de 959.7 MW y el total de Oferta Firme Eficiente asignada a estas unidades de generación totalizó 887.2 MW lo que representa el 92.4% del total disponible.

$$PPxcoefdisp = 959.7 \text{ MW}$$

$$\text{Oferta Firme Eficiente} = 887.2 \text{ MW (92.4\%)}$$

La demanda máxima del año 2008 fue por un total de 1433 MW y la capacidad instalada de generación totalizó 1963 MW.

Esto significa que la potencia instalada de generación en base a recursos no renovables es del orden de los 1000 MW a la cual se le reconoce sólo 556 MW como OFE lo que significa un 55.6%.

Es decir la forma en que se determina la OFE de las unidades de generación de Guatemala hizo que en el año 2008 se le reconozca OFE al 92% de la potencia disponible de generación en base a recursos renovables y el 55% de la potencia disponible de generación en base a combustible.

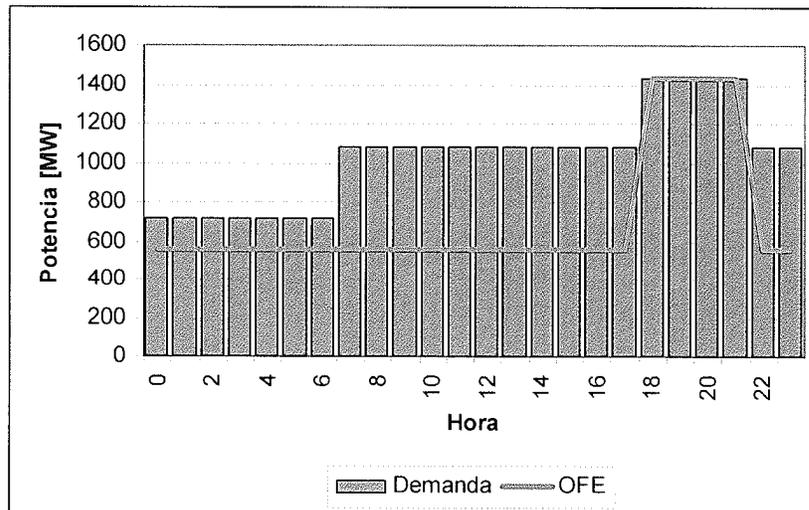


Informe de resultados
Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente de
Unidades y Centrales Generadoras
Año Estacional 2008-2009

Central Generadora		Coefdisp	PP	Coefdisp x PP	PHRM	Oferta Firme
Ingenio Madre Tierra.	MTI-B1, ZAFRA	0.9558	20 0000	19 1167	NA	19 1167
San José.	SJO-C	0.9890	132 3600	130 8992	NA	130 8992
Cerro Vivo	CVO-H				0.3309	0.3309
Hidroeléctrica Hidro Canadá.	CAN-H	0.9836	47 3290	46 5545	47 3290	46 5545
Hidroeléctrica Montecristo.	MTO-H	0.6385	13.4260	8 5729	13.4260	8 5729
Hidroeléctrica Poza Verde.	PVE-H	0.9801	10 1490	9 9468	9 6550	9 6550
Hidroeléctrica Río Las Vacas.	LVA-H	0.8942	37 2578	33 3163	32 1206	32 1206
Hidroeléctrica Candelaria.	CND-H	0.9811	4 5160	4 4307	1 5958	1 5958
Ingenio Santa Ana.	SAA-B1, ZAFRA	0.8843	35 0000	30 9509	NA	30 9509
Hidroeléctrica Renace.	REN-H	0.9525	66 3438	63 1912	13 5981	13 5981
Hidroeléctrica Río Bobos.	RBO-H	0.9939	10 0000	9 9388	10 0000	9 9388
Hidroeléctrica Secacao.	SEC-H	0.9984	16 1670	16 1407	5 7089	5 7089
Geotérmica Orzamil.	ZUN-G	0.8508	16 1070	13 7037	NA	13 7037
Hidroeléctrica Aguacapa.	AGU-H	0.9525	79 4250	75 6506	79 4250	75 6506
Hidroeléctrica Chixoy.	CHX-H	0.9858	271 7987	267 9509	271 7987	267 9509
Hidroeléctrica El Porvenir.	POR-H	0.9149	2 2090	2 0211	0 7797	0 7797
Hidroeléctrica EL Salto.	SAL-H	0.2837	2 5000	0 7094	0 6133	0 6133
Hidroeléctrica Jurún Marinalá.	JUR-H	0.9935	60 8529	60 4558	60 8529	60 4558
Hidroeléctrica Los Esclavos.	LES-H	0.9778	13 6150	13 3126	12 6315	12 6315
Hidroeléctrica Palín 2.	PAL-H	0.2620	4 9390	1 2942	0 0000	1 2942
Ingenio Concepción.	CON-B1, ZAFRA	0.9713	25 0000	24 2814	NA	24 2814
Ingenio La Unión.	LUN-B1, ZAFRA	0.9863	30 0000	29 5877	NA	29 5877
Ingenio Magdalena Bloque 3.	MAG-B3, ZAFRA	0.9023	16 8630	15 2154	NA	15 2154
Ingenio Pantaleón Bloque 1.	PNT-B1, ZAFRA	0.8253	35 0000	28 8843	NA	28 8843
Ingenio Pantaleón Bloque 2.	PNT-B2, ZAFRA	0.3265	17 4140	5 6850	NA	0 0000
Hidroeléctrica Pasabién.	PAS-H	0.9929	10 3770	10 3032	10 2300	10 2300
Hidroeléctrica Matanzas.	MTZ-H	0.9289	11 7000	10 8678	11 7000	10 8678
Hidroeléctrica San Isidro.	SIS-H	0.3846	3 9400	1 5151	0 9573	0 9573
Hidroeléctrica El Recreo	REC-H	0.9999	25 5070	25 5053	25 5070	25 5053




Siendo que la OFE térmica está disponible las 24 hs del día, mientras que la OFE de recursos renovables sólo se asegura que esté disponible 4 hs por día, esto hace que en cada hora de día se disponga de la OFE que se indica en la siguiente figura (curva en rojo). Para una mejor referencia se indica en la figura también una forma típica de curva de carga. Se observa que en las horas de punta (18 a 21 hs) el cubrimiento de la demanda con OFE es total. Sin embargo el resto del día existe un déficit importante de OFE haciendo que no se asegure el abastecimiento de la demanda en dichas horas.



El problema antes indicado está asociado directamente a la metodología definida en las Normas de Coordinación para determinar la OFE de las unidades de generación.

De continuar aplicándose la metodología actual de cálculo de OFE se está incentivando la instalación de generación en base a recursos renovables. Esto si bien puede corresponder a una política energética, se entiende que no corresponde hacerlo vía la metodología de cálculo de Oferta Firme Efectiva, ya que si esto se hace de esta forma se puede llegar a situaciones donde aún cuando la demanda pague un cargo por potencia, por su potencia máxima, igual tenga cortes por insuficiente generación.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

La forma de cálculo de la OFE debe asegurar que la potencia de generación térmica máxima requerida en el periodo de máximo requerimiento térmico tenga asignado una OFE de forma tal que la demanda que ésta abastece, tenga asegurado su abastecimiento vía los mecanismos de contratación existentes y/o los propuestos en la Presente Auditoría. La



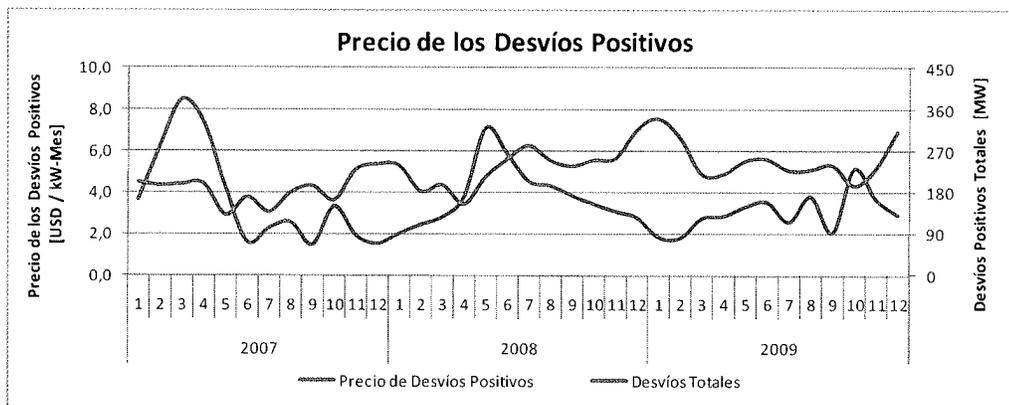

demanda restante se debe asignar a la OFE correspondiente a centrales que hacen uso de recursos renovables.

Este criterio no implica penalizar la generación en base a recursos renovables ya que la generación térmica a la que se le asigna OFE es la que resulta del despacho económico de generación. Dicha generación térmica es requerida para abastecer la demanda debido a que en realidad no está disponible la generación en base a recursos renovables cuando el despacho de mínimo costo requiere el despacho térmico.

4.4.3. EL MERCADO DE DESVÍOS DE POTENCIA

Los Participante Productores del MM de Guatemala tienen como opción para comercializar su Potencia Disponible el mercado denominado de Desvíos de Potencia. Este es un mercado diario en donde el generador vende su Potencia Disponible media en horas de punta que excede su Potencia Total Contratada y compra el faltante entre su Potencia Total Contratada y su Potencia Disponible media en horas de punta.

El precio al cual se venden y compran los desvíos de potencia no es el mismo: Se compra desvíos a un precio regulado (PREFP) (actualmente 8.9 USD/kW-mes dividido por el número de días del mes). Se venden desvíos de potencia a un precio variable en general menor al PREFP siendo dicho precio tanto menor cuanto mayores son las ventas de desvíos de potencia que realizan los Participantes del MM. La figura siguiente muestra la evolución de las ventas (desvío total) y del precio de venta (precios de los desvíos positivos) en el periodo 2007-2009. Se observa un precio medio de venta menor al 50% del precio de compra, con mínimos menores a 2.0 USD/kW-mes. Por otra parte los generadores no son remunerados por potencia cuando los excedentes corresponden a unidades de arranque lento como las unidades tipo TV.



La situación por lo tanto para un generador sin contratos, por no haberle sido asignada OFE, es que tiene que vender potencia en un mercado de desvíos de tipo spot con precios variables y donde el promedio de precios difícilmente supere los 4.0 USD/kW-mes y al mismo tiempo tiene que competir con generadores que tienen una remuneración por potencia plena. Cabe destacar que este resultado nada tiene que ver con la eficiencia del generador ya que se debe a la forma en que se miden los desvíos diarios y eso depende únicamente de la disponibilidad.

Tiene en cambio directa relación con un exceso de oferta disponible respecto a las cantidades contratadas, exceso que resulta por la forma en que se determinan las ventas de desvíos y la forma en que se determina la OFE de los generadores que por último determinan sus posibilidades de contratación.

En tales condiciones muy posiblemente un generador nuevo percibirá riesgos en el mercado ya que todos sus ingresos, tanto por venta de energía como de potencia, son variables en función del balance de oferta y demanda e independientemente de cualquier acción que pueda tomar el generador, lo cual puede ser visto como una barrera de acceso.

Cabe destacar que aún cuando el generador térmico suscriba un contrato con un Participante Consumidor, esto no le quita el riesgo, ya que si a futuro se instala nueva generación en base a recursos renovables puede ver reducida su OFE, por lo que deberá comprar sus faltantes respecto a lo contratado a otro generador y perder por lo tanto una parte de su remuneración.

De mantenerse la situación actual, muy posiblemente, el ritmo de inversiones en nueva generación se vea afectado o bien ingresan nuevas centrales que por sus características técnicas tienen garantizado un pago por potencia aún cuando ello implique incrementos de los precios de la energía para la demanda. La estabilización de ingresos por potencia de los generadores más económicos disponibles para la expansión del parque de generación de Guatemala se considera un paso necesario de forma tal de minimizar riesgos y con ello incentivar el flujo de inversiones y el menor costo de la energía para la demanda.

Cabe destacar que una de las tecnologías de generación posibles para desarrollar en el MM de Guatemala es la generación térmica en base a carbón. Esta tecnología ha demostrado en otros países ser competitiva frente a otras opciones tecnológicas. Son inversiones de capital intensivo y por lo tanto con periodos de recuperación de capital de muchos años. Estas unidades son tipo TV de arranque lento. Por esta característica no tendría remuneración alguna por ventas en el mercado de desvíos de potencia, lo cual hace que sólo pueda participar en el mercado de contratos a término donde existe el riesgo de que pierda su OFE.

La actual regulación, por lo tanto está des-incentivando esta tecnología de generación haciendo que se incrementen los precios de la energía. Las diferencias de costos de desarrollo de un proyecto como el antes indicado frente a la opción motor de combustión interna pueden ser de hasta 20 USD/MWh, lo cual implica que des-incentivar unidades tipo TV a Carbón puede producir incrementos de precios de la energía de hasta 20 USD/MWh.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se deben buscar métodos de asignación de la OFE que asegure una razonable asignación de la misma entre generadores térmicos y generadores en base a recursos renovables. Esto permitirá minimizar los riesgos que enfrentan generadores por tener que vender parte de su potencia en el mercado de desvíos a precios muy inferiores al precio regulado de la potencia. Una alternativa para ello es dividir el mercado de desvíos de potencia en un mercado anual (nuevo mercado) y en un mercado diario (similar al existente actualmente).




En el mercado diario se venden / compran sólo diferencias por indisponibilidad respecto a la indisponibilidad con la cual se determina la Oferta Firme. En el mercado anual se vende toda la OFE de los generadores quienes compran en el mismo mercado los requerimientos de potencia para sus contratos.

En los contratos de largo plazo que surjan de procesos de licitación como los comentados en puntos anteriores, el generador debe tener garantizada la remuneración por potencia con sólo cumplir con una disponibilidad objetivo.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES EN RELACIÓN CON LOS PARTICIPANTES DEL MM

Se entiende que el contexto en que funcionan los mercados mayoristas, caracterizados por ser mercados imperfectos, permitiría en principio que los Participantes realicen acciones que podrían atentar contra el desarrollo de un mercado competitivo siendo la normativa vigente la que debe limitar estas posibilidades evitando interpretaciones incorrectas desde el punto de vista conceptual y evitando en lo posible la existencia de vacíos regulatorios que puedan ser utilizados a su favor por los Participantes del MM.

Siendo el MM de Guatemala un mercado de costos los Participantes interactúan con el MM principalmente de las siguientes formas:

- Ajustes en las Normas de Coordinación.
- Suministran información para la programación de la operación.
- Programan el mantenimiento de sus unidades generadoras.
- Realizan inversiones en nueva capacidad de generación
- Definen intercambios de importación / exportación.

A continuación se analizan cada uno de estos aspectos desde el punto de vista que se le da en la organización del MM, en las normas de coordinación y en macroprocesos que realiza el AMM.

5.1. Ajustes en las Normas de Coordinación

El RAMM, Artículo 21, establece que la Junta Directiva del AMM estará integrada por representantes de los Participantes del MM (dos miembros de cada una de las siguientes agrupaciones: Generadores, Distribuidores, Transportistas, Comercializadores, Grandes Usuarios).

En principio parecería que la integración de la Junta Directiva, en donde participan todos los sectores, garantiza la transparencia en su accionar debido a las fuerzas competitivas entre los diferentes sectores que la componen. Sin embargo esto no es necesariamente cierto, ya que:

- Los generadores buscan en general maximizar su renta, lo cual en principio se logra si el despacho de generación no resulta el óptimo y si el precio resultante de la energía no refleja el real costo de abastecimiento variable, siendo ambos aspectos contrarios a los objetivos de la LGE.
- El efecto de estrategias de generadores que terminen impactando sobre los precios de la energía no afectan sensiblemente a las empresas distribuidoras, toda vez que los precios del MM son trasladados a las tarifas de sus clientes y tienen reconocido en las tarifas las pérdidas de distribución. Las empresas distribuidoras en todo caso están más preocupadas por la calidad de servicio que por los precios de la energía.



La demanda de sus clientes no es elástica al precio de la energía por lo que tampoco ven reducidas sus ventas.

- Las empresas transportistas tienen ingresos regulados que no dependen de los precios del MM.
- Los comercializadores trasladan a sus clientes los costos mayoristas y en todo caso su renta posiblemente se incremente si se incrementan los precios de la energía. En general están más preocupados porque los precios futuros sean predecibles que con el valor absoluto de los mismos.
- Los grandes usuarios son los únicos que podrían oponerse a una estrategia de los generadores que implique aumento de precios pero en general representan una mínima parte del MM y con menor acceso a información y por lo tanto suelen no tener el peso relativo para enfrentar estrategias de los generadores.

Por tal motivo resulta relevante el macroproceso de ajuste de las Normas de Coordinación, todo vez que es vía dicho ajuste que se logra llenar los vacíos regulatorios y/o clarificar problemas de interpretación que den lugar a conductas por parte de los Participantes del MM de tipo especulativas y contrarias a los principios de la LGE.

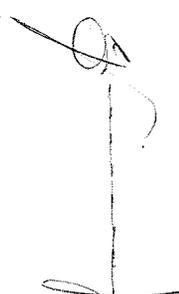
Tal como se indicó al analizar el macroproceso regulatorio (Informe Sección II) existen importantes falencias en el AMM en relación con este aspecto del funcionamiento del MM que se entiende podría estar dando lugar a ineficiencia en el funcionamiento del MM.

Las auditorías del MM y el seguimiento del funcionamiento del MM vía indicadores que realiza la CNEE son formas de mitigar el problema. Está claro también que para que esto sea efectivo el AMM debería implementar las recomendaciones que surgen de las Auditorías, aspecto que ha sido sólo parcialmente ejecutado por el AMM tal como surge del seguimiento de las recomendaciones de Auditorías Previas que forman parte del Informe de la Sección III de la Presente Auditoría.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se debería incluir en el Reglamento del AMM la obligación por parte del AMM, de establecer un programa de trabajo de ajuste a las Normas de Coordinación que tome en cuenta las observaciones de Auditorías realizadas al MM por parte de la CNEE y un tratamiento de las mismas similar a lo realizado para el ajuste de las normas de coordinación realizados en septiembre de 2007.



5.2. Suministro de Información para la Programación de la Operación

La programación de la operación tiene por finalidad determinar el programa óptimo de generación que permite abastecer la demanda a mínimo costo. Dada la característica hidrotérmica del parque de generación de Guatemala, se requiere programar la operación en un horizonte de tiempo compatible con la optimización del uso de los recursos de generación hidráulica. Considerando la capacidad de los embalses de las centrales Chixoy y Jurún Marinalá, dicho horizonte de tiempo abarca mínimo un (1) año.

Para que la programación de la operación resulte efectiva se requiere que el AMM utilice los mejores datos disponibles para realizar la Programación de Largo Plazo, la programación semanal y el programa diario. Los responsables del suministro de información son los Participantes del MM.

Dada las características antes señaladas respecto a los mercados eléctricos (son estructuralmente imperfectos) los datos suministrados por los Participantes del MM deben ser verificados para evitar cualquier acción que implique una afectación al funcionamiento del MM por parte de algún Participante. El AMM, en cumplimiento de los objetivos establecidos en la LGE es el responsable directo de verificar la información.

La información considerada clave es la siguiente:

- Demanda proyectada: Energía y Potencia
- Características del equipamiento de generación: Potencia Disponible, curvas de eficiencia, consumo propio, tiempos de arranque y detención, costos de OyM, características del embalse, caudales históricos, aportes semanales/diarios, tipo de combustible utilizado por la generación térmica.
- Costos de combustible
- Características del equipamiento de transmisión: Longitud, parámetros x,r,c, límites de transmisión
- Plan de mantenimiento del equipamiento de generación / transmisión.

Los análisis de los macroprocesos realizados en el informe correspondiente a la Sección II de la Presente Auditoría, así como de las Normas de Coordinación y recomendaciones de Auditorías previas realizados en el informe correspondiente a la Sección III de la Presente Auditoría, muestran que existen falencias en el suministro de información y en las verificaciones de la misma que realiza el AMM, lo cual genera un espacio para que los Participantes del MM puedan afectar el funcionamiento del MM.

A modo de ejemplo se destacan los siguientes problemas:

- Falta de información para proyección de demanda de corto plazo. No consta en la Programación de Largo Plazo que el AMM realice verificaciones de la demanda informada por los Participantes Consumidores.

Afectación: Optimización de los recursos de generación. Análisis de riesgo de abastecimiento, análisis de pérdidas en la red de transmisión.

- Falta de información respecto a costo variable de las unidades de generación térmica. El AMM no dispone de información fidedigna respecto a la eficiencia de las unidades de generación térmica, ni respecto a costos de combustible y costos variables de OyM. El AMM no tiene por lo tanto forma de verificar que las fórmulas informadas por los Participantes Productores respondan efectivamente a su costos variables. Ni siquiera existe en las normas de coordinación establecidos criterios específicos para determinar lo que se entiende por un costo variable de producción.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

La obligación de que los Participantes del MM aporten la información requerida para la programación de la operación está claramente definida en la NCC-01. Si en todo caso no se cumple con esta indicación el AMM debería reclamar la misma y en caso de que persista la situación establecer las sanciones que corresponda.

Respecto a los costos variables de los generadores térmicos, tal como se indicó en las recomendaciones incluidas en los informes de las Secciones II y III de la Presente Auditoría, el AMM debería hacer los estudios necesarios, a fin de ser capaz de verificar las fórmulas en base a las cuales los Participantes Productores informan sus costos variables. Los estudios a realizar son: i) Determinación de curvas de eficiencia de las unidades térmicas; ii) Determinación de costos de combustible en central; iii) Determinación de Costos Variables de OyM. La NCC-01 debería indicar que el AMM debe utilizar dichos estudios como forma de verificar la razonabilidad de los costos variables indicados por los Participantes Productores y de encontrar inconsistencias debe informar de las mismas a la CNEE para que decida con todos los respaldos correspondientes.

Se debería incluir en la NCC-01 una clara definición de lo que se entiende por costos variables no combustible junto con la obligación de que los Participantes Productores la consideren al informar la fórmula de cálculo de sus costos variables.

5.3. Programa de mantenimientos. Disponibilidad de las unidades generadoras

El costo marginal de corto plazo del sistema y correspondientemente el precio de la energía puede ser afectado significativamente por los Participantes Productores vía la indisponibilidad de una o más unidades generadoras. Esto es particularmente cierto en periodos de baja reserva de generación donde la reducción de la disponibilidad puede hacer incrementar significativamente los costos marginales del sistema al punto que esto compense la menor producción de energía por parte de alguna unidad generadora declarada como indisponible. Este problema puede ser aún peor si existe alguna forma de colusión entre Participantes del MM y se agrava además por la falta de elasticidad de la demanda a los precios de la energía en el MM.

La existencia de demanda interrumpible por parte de los Grandes Usuarios puede atemperar el problema pero no se da en la práctica por el criterio de convocatoria de la Demanda Interrumpible indicada en las Normas de Coordinación que determina su convocatoria sólo en caso de existir riesgo de déficit de potencia y no como una forma de minimizar el costo de abastecimiento.




Además de la existencia de demanda interrumpible, otra forma de control efectivo de este problema consiste en un adecuado esquema de programación de mantenimientos, con cumplimiento efectivo por parte de los Participantes Productores y la puesta en práctica por parte del AMM de un proceso de revisión de las indisponibilidades declaradas por los Participantes Productores de forma tal de verificar que las mismas se deban exclusivamente a aspectos técnicos verificables y auditables. Cabe destacar que el control de este problema vía indicadores no se considera efectivo, ya que aún cuando el indicador de valores razonables de indisponibilidad anual, resulta más relevante el momento donde ocurre la indisponibilidad lo cual no es información que proporcione que en general el indicador de disponibilidad.

La penalización de la indisponibilidad no informada en la programación si bien contribuye a atemperar el problema puede no ser suficiente, si el beneficio marginal asociado a la indisponibilidad por incrementos en los costos marginales supera la penalidad por una menor retribución por Oferta Firme Efectiva.

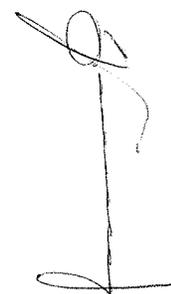
Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	SI
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda establecer en las Normas de Coordinación la posibilidad de que la Demanda Interrumpible sea convocada, toda vez que el precio ofertado por el Gran Usuario sea inferior al costo variable de la unidad de generación que define el costo marginal del sistema en cada hora.

Se recomienda que se establezca en la NCC-01 la obligación por parte de los Participantes Productores de dar cumplimiento efectivo del programa de mantenimiento mayor acordado en la Programación de Largo Plazo y que cualquier apartamiento, para ser habilitado, debe contar con la aprobación del AMM con los justificativos del caso y siempre que ello no repercuta adversamente sobre el costo y seguridad del abastecimiento. Se debería definir claramente en la NCC-01, lo que se entiende por mantenimiento mayor, mantenimientos menores, inspecciones, etc. de forma tal que se pueda luego hacer cumplir los compromisos asumidos por los Participantes Productores.

La NCC-01 debería también obligar al AMM a que verifique toda indisponibilidad del parque de generación que no hubiese sido previamente acordada. La verificación a ser realiza por el AMM debería ser de carácter técnica, auditando los problemas que llevaron a la indisponibilidad de generación. El AMM debe además, realizar frecuentes pruebas de disponibilidad, a fin de verificar que la potencia declarada como disponible, esté efectivamente disponible en la operación en tiempo real y cualquier apartamiento, ya sea en más o menos potencia disponible, tenga un adecuado justificativo técnico.



5.4. Inversiones en nueva capacidad de generación

Como antes se indicó los problemas asociados con estrategias de los Participantes del MM para influir sobre el comportamiento del MM son tanto más posibles cuando menor margen de reserva de generación disponga el sistema. La situación es peor si además el MM está muy concentrado en términos de la propiedad de los recursos de generación.

Las principales formas de contrarrestar estos problemas son: i) con transparencia en el funcionamiento del MM de forma tal de atraer nuevos inversores sectoriales, y ii) con un marco regulatorio, que incentive la competencia vía la instalación de nueva capacidad de generación que incremente el margen de reserva con que cuente el sistema y diversifique lo más posible la propiedad en el segmento generación. Esto además contribuirá a reducir el costo de abastecimiento y a mejorar la calidad de servicio con que se abastece la demanda.

Todo Participante Productor tiene acceso al mercado spot para comercializar su producción y una retribución por su Oferta Firme Eficiente. Esto en principio debería ser suficiente para convocar la instalación de nueva capacidad de generación, toda vez que se incrementan los costos marginales al punto tal que en promedio cubran los costos totales (CAPEX + OPEX) de desarrollo de la generación de menor costo total disponible para la expansión del parque de generación.

Esto en la práctica no necesariamente es cierto en el MM de Guatemala debido al efecto de los siguientes factores:

- Alta volatilidad de precios de la energía.
- Alta concentración del MM en el segmento generación.
- Inestabilidad en los mercados de capitales
- Falta de transparencia en la operación del mercado
- Incorrecta asignación de la remuneración por potencia.

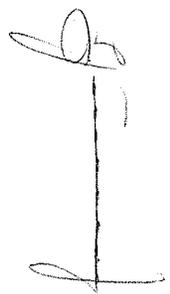
Se deben por lo tanto tomar acciones para contrarrestar estos problemas.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

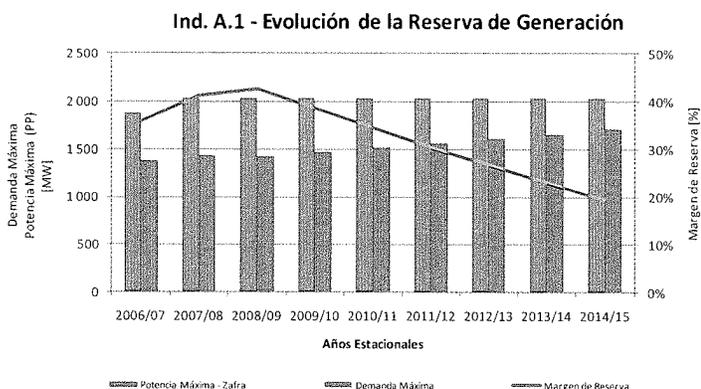
Recomendaciones presente Auditoría:

Una forma eficiente de promover la instalación de nueva capacidad de generación es vía la contratación de energía a largo plazo realizada por medio de licitaciones cuyos pliegos de licitación estén diseñados para promover la competencia vía la diversificación de alternativas de abastecimiento.

Al respecto se hace notar que la reserva de generación actualmente disponible puede reducirse rápidamente a valores no compatibles con una operación segura del sistema, si no se realizan inversiones en el segmento de generación en el corto plazo, tal como se muestra




en la Figura siguiente. Esto vuelve crítica la expansión del parque de generación por lo que son relevantes todas las medidas que favorezcan este desarrollo.



En tal sentido las Normas de Coordinación deberían incluir obligación por parte de los Participantes Consumidores de tener cubierta una parte (al menos un 50%) de su demanda máxima anual prevista para los próximos 10 años con contratos de largo plazo (duración 10 años o más) estableciendo un proceso de licitación periódico con un pliego de condiciones estandarizado y aprobado previamente por la CNEE.

Tal como se recomendó en los Informes de la Sección II y III de la Presente Auditoría, se debería incluir en la NCC-01, la obligación de que el AMM realice, como parte de la Programación de Largo Plazo, la proyección de la Demanda Firme de los Participantes Consumidores para los próximos 8 años, lo cual permitiría a eventuales inversores en nueva capacidad de generación tener una clara idea de las necesidades de nueva generación en el MM para atender el crecimiento esperado de la demanda.

En el Informe de la Sección IV de la Presente Auditoría, se observó además que los criterios adoptados en la NCC-02 para determinar la Oferta Firme Eficiente de las unidades de generación podría estar provocando una incorrecta asignación de los pagos por dicho concepto que realizan los Participantes Consumidores entre la generación térmica y la generación en base a recursos renovables. Esto podría dar lugar a una expansión de generación sub-óptima y correspondientemente mayores costos de abastecimiento de la demanda, toda vez que la generación térmica podría tener asignada como Oferta Firme Eficiente una menor proporción de su Potencia Instalada y con ello verse obligada a recuperar los costos de desarrollo vía un mayor precio de la energía. Se recomienda en tal sentido sean revisados estos conceptos de forma tal de garantizar que la generación térmica requerida para el abastecimiento de la demanda en condiciones secas (95% de probabilidad de excedencia) tengan asignada una Oferta Firme Eficiente evitando por otra parte incrementar el mercado de desvíos de potencia asignando Oferta Firme Eficiente, que no se demuestre fehacientemente que es requerida en algún momento para el abastecimiento seguro de la demanda.

5.5. Intercambios de importación / exportación.

Los intercambios de importación / exportación son también una forma eficiente de promover un mercado de competencia, atemperando las características adversas de los mercados imperfectos, vía una menor concentración de la propiedad y una mayor escala de los proyectos de generación, ya que pueden ser dimensionados para abastecer una demanda de escala regional.




La existencia de un mercado regional y una significativa capacidad de transmisión entre los mercados nacionales favorece la integración y por ende la efectiva materialización de los beneficios esperados de dicha integración.

El MER se encuentra operando a la fecha en una condición de tipo transitoria hasta tanto entre en operación el proyecto SIEPAC. En la condición actual, los intercambios de importación / exportación son de escasa significancia, tal como se mostró en el Informe correspondiente a la Sección I de la Presente Auditoría.

La razón de ello no se debe necesariamente a limitaciones en la capacidad de transmisión que vincula el SNI de Guatemala con las redes eléctricas de otros países vecinos. Se entiende que las principales razones son de tipo comercial, ya que los Participantes del MM de Guatemala no disponen de capacidad firme de transmisión para respaldar contratos con demandas y generadores de otros países, siendo que las únicas transacciones posibles en la práctica son de oportunidad. En tales condiciones, difícilmente un Participante Consumidor del MM de Guatemala pueda respaldar su demanda con Oferta Firme de otro país, lo cual limita la competencia a nivel generación en el MM de Guatemala.

Por su parte difícilmente las empresas distribuidoras realicen importación de oportunidad ya que los beneficios que resulten de ello en general no son significativos para el negocio de distribución.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Una vez que entre en plena operación el MER será relevante, a los fines de la competencia en el MM, permitir la participación de generadores localizados en otros países en las licitaciones que se propone sean realizadas para el cubrimiento de la demanda futura del MM de Guatemala.

También se recomienda que el AMM realice compras de oportunidad en el MER en nombre de las empresas distribuidoras, toda vez que los precios de la energía en el MER, resulten inferiores a los precios de oportunidad previstos en el MM de Guatemala, lo que permitirá incrementar la competencia y reducir el costo de abastecimiento de la demanda.



6. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES EN RELACIÓN CON EL AMM

6.1. Uso apropiado o inapropiado de información, Acceso a la información de los Participantes del MM

La transparencia en la gestión del AMM puede ser evaluada vía el acceso a información que tienen los Participantes del MM en la página web del AMM, verificando si la misma es completa, llega en tiempo y forma y es de fácil acceso.

Al respecto en el Informe correspondiente a la Sección II de la Presente Auditoría se comentó extensamente el tema resultado de lo cual se concluyó que la página web del AMM se encuentra bien estructurada, es ágil y con una razonable velocidad de acceso para la consulta y descarga de información, sugiriéndose incluir mayor cantidad de información técnica, tales como permitir a los Participantes del MM el uso de modelos de simulación, dar acceso a las base de datos utilizadas en la programación de la operación, crear un área dentro de la página web con reportes dinámicos.

Se detectan problemas de acceso por lo que se recomendó realizar un test case sobre las diferentes versiones de navegadores y/o diferentes navegadores debido que se detectaron fallas al intentar su uso (acceso con internet explorer en modo compatibilidad).

Se observan retrasos en la puesta a disposición de información en la página web, como por ej. el programa de despacho diario no está disponible a primera hora de la mañana.

Los informes que presenta el AMM en su pág. Web necesitan ser mejorados, ya que no se presenta toda la información que sería necesaria para hacer trazable el proceso de programación de la operación y la verificación de la operación real. Los informes en algunos casos carecen de la información requerida de acuerdo con las Normas de Coordinación y con las sugerencias al respecto de Auditorías Previas. A modo de ej. en la Programación de Largo Plazo falta la siguiente información:

- a) Cuantificación de riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica;
- b) Estimación de energía no suministrada;
- c) Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas según los criterios establecidos;

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	NO
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	SI
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Considerado un tema relevante el acceso a información para la transparencia del funcionamiento del AMM como administrador del MM, se recomienda sean implementadas

las recomendaciones de la Presente Auditoría en relación con el acceso a información vía la página web del AMM y respecto al contenido mínimo de los informes de Programación de la Operación y Posdespacho.

6.2. Trato discriminatorio a Agentes y Participantes del Mercado Mayorista.

La LGE establece un trato equivalente a todos los Agentes y Participantes de MM siendo que no diferencia un tratamiento diferencial de algún tipo en función de las características del Participante.

En relación con el despacho de generación, las Normas de Coordinación diferencian el tratamiento que se le da a la generación en base a recursos renovables de la que tiene la generación térmica convencional. Esta diferencia no es resultado de trato discriminatorio. La diferencia se hace con la finalidad de optimizar los recursos de generación y tener en cuenta las características de firmeza de cada tipo de fuente de energía para aportar a la seguridad del sistema.

Las Normas de Coordinación establecen que los precios de la energía en el mercado de oportunidad son iguales para todos los Participantes del MM que se encuentren vinculados al sistema de transmisión en el mismo nodo, lo cual asegura que se haga una valorización sin discriminación alguna por ventas / compras al mercado de oportunidad. La generación forzada recibe una remuneración mayor lo cual no significa un trato discriminatorio, ya que la misma sólo permite cubrir los costos variables de los generadores que son despachados en tal condición (no hay renta marginal) y su despacho se requiere para garantizar la operación segura del sistema.

El POE queda definido por el costo variable de la unidad de mayor costo variable que en cada hora resultó con un despacho en régimen permanente. En esa misma hora pudo resultar despachada una unidad de generación en régimen forzado. Las Normas de Coordinación no garantizan que la unidad marginal (la que determina el POE) y las unidades forzadas reciban un tratamiento equivalente que les permitan a ambas unidades cubrir sus costos operativos, siendo que esto sólo se garantiza para la unidad con despacho forzado. Esto puede ser visto como un trato discriminatorio y en contra de los principios básicos de un mercado de costos donde todos los generadores deberían cubrir sus costos operativos si son requeridos para el despacho de generación.

Las Normas de Coordinación establecen que la generación hidráulica con despacho forzado será remunerada al valor del agua determinado por el AMM. Esto puede ser interpretado como un trato discriminatorio toda vez que el valor del agua no representa un costo real para el generador hidráulico. El valor del agua por definición es el costo de reemplazo de generación térmica futura, lo cual nada tiene que ver con los costos operativos de los generadores hidráulicos. Lo que las Normas de Coordinación buscan en realidad es asegurar al generador hidráulico con despacho forzado acceder a la renta que hubiese tenido si la generación hidráulica hubiese sido convocada en forma económica, lo cual plantea una diferencia de trato con la generación térmica que no se justifica por criterios de despacho económico y/o seguridad del sistema.

Los criterios definidos en la NCC-02 de asignación de Oferta Firme Eficiente (OFE) a los generadores térmicos y a los generadores en base a recursos renovables pueden ser interpretados como un trato discriminatorio, ya que dichos criterios no se fundan en la necesidad de optimización de recursos de generación ni en la seguridad del sistema. Para asignar la OFE se realiza un despacho de generación que se entiende que no representa una solución de abastecimiento de mínimo costo y que puede dar lugar a que Oferta Firme térmica que se requiere para el abastecimiento seguro de la demanda no tenga asignada Oferta Firme Eficiente en proporción a su real requerimiento y, consecuentemente, la

generación en base a recursos renovables tenga asignada una OFE mayor al aporte a la seguridad del sistema que estas unidades de generación realizan.

La LGE garantiza libre acceso al sistema de transmisión a todos los Participantes del MM, debiendo a tal efecto, abonar cargos por peaje que surgen de acuerdos entre los Participante y la empresa que presta el servicio de transmisión y en caso de no llegar a dichos acuerdos las Normas de Coordinación establecen la forma de determinar los peajes que abonarán los Participantes que cubren los costos operativos y de inversión asociados al servicio de transmisión. Los criterios de asignación de los montos por peaje se basan en criterios de uso, existiendo un cargo similar para todos los Participantes que "utilizan" una misma porción de la red de transmisión. La publicación en la página web del AMM de los montos por peaje abonados por todos los agentes garantizan la transparencia en el acceso al sistema de transmisión y el trato no discriminatorio entre Participantes del MM.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

En función de los comentarios antes indicados se entiende que las Normas de Coordinación pueden estar generando un trato discriminatorio entre Participantes del MM lo cual se entiende que es contrario a lo establecido en la LGE. Esto afecta la transparencia del MM y correspondientemente el costo y la seguridad de abastecimiento de la demanda. Los problemas detectados fueron evaluados en detalle en los Informes de la Sección II, III y IV de la Presente Auditoría.

Para evitar el trato discriminatorio se recomienda:

- Asegurar al generador marginal cuyo despacho define el POE poder cubrir la totalidad de sus costos operativos. Esto no implica modificar la forma en que se determina el POE, sino simplemente reconocerle al generador marginal su costo medio en el punto de operación resultante en la hora que resultó el generador marginal.
- La generación hidráulica se entiende que es despachada en todo momento para minimizar el costo de abastecimiento en el horizonte de planificación, sujeto a las restricciones de operación de la propia central y del sistema en su conjunto. Por tal motivo, se entiende que no existe el concepto de generación forzada hidráulico, excepto que ésta sea una imposición por parte del Participante Productor. Por tal motivo, la generación hidráulica nunca debería tener una remuneración por sus ventas en mercado de oportunidad diferente al POE de cada hora transferido al nodo donde la central se conecta al sistema de transmisión.
- Se debería analizar la forma en que se determina la OFE de las unidades de generación para que la misma sea el resultado de un despacho económico que tenga en cuenta el aporte que hace cada unidad de generación a la seguridad del sistema en toda la semana de máximo requerimiento térmico, con un 95% de

probabilidad de excedencia, ya que se considera no representativo el actual criterio de analizar sólo la hora de máxima demanda.

6.3. Pruebas de Disponibilidad y de Potencia Máxima.

En un mercado estructuralmente imperfecto, como lo son en general los mercados eléctricos, la prueba de disponibilidad y de potencia máxima resulta fundamental para garantizar la potencia efectivamente disponible para el despacho de generación y con ello para abastecer la demanda a mínimo costo y con una adecuada calidad, pero más que nada resulta fundamental para asegurar la transparencia del MM asegurando que no existen actitudes de tipo especulativa asociada a la concentración del MM.

La NCC-02 establece que las Unidades Generadoras y Centrales Generadoras que se encuentran en operación en el MM, deberán realizar por lo menos una vez en cada periodo de tres años la Prueba de Potencia Máxima, la cual será incluida dentro de la Programación de Largo Plazo.

El AMM programa frecuentes pruebas de disponibilidad de las unidades generadoras. La tabla siguiente enumera las pruebas programadas para los Años Estacionales 2007-08 y 2008-09, siendo programadas 129 en el Año Estacional 2007-08 de las cuales 31 fueron fallidas, y 138 en el Año Estacional 2008-09, de las cuales 33 fueron fallidas. Cabe destacar en los años estacionales antes indicados el AMM no programó pruebas de disponibilidad a los siguientes generadores: CAL-G, CND-H, ESC-V, JUR-H, LLI-C, MAG-B2, MTO-H, PAL-H, SDI-B1, TND-B1, TUL-B2, aún cuando alguno de ellos son requeridos por el despacho económico de generación.

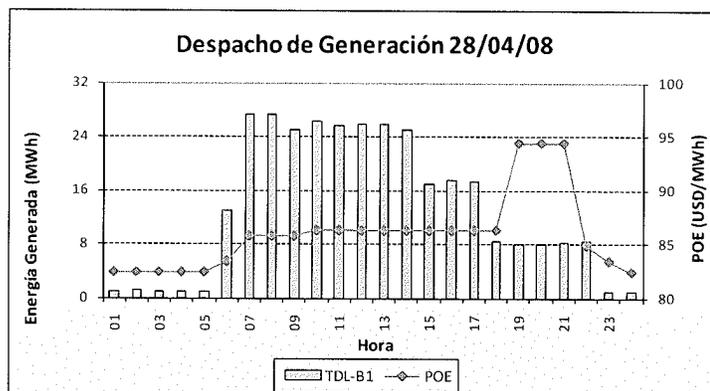
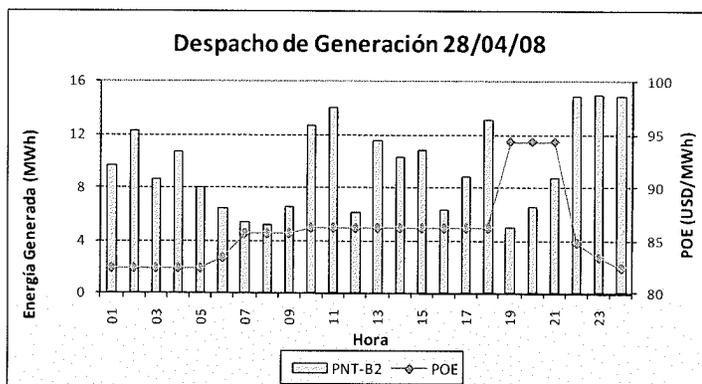
Número Pruebas de Disponibilidad programadas por el AMM en los Años Estacionales 2007-08 y 2008-09

Generador	Año Estacional		Generador	Año Estacional	
	2007-08	2008-09		2007-08	2008-09
AGU-H	2	5	PAS-H	10	36.4
ARI-O	6	10	PNT-B1	1	13
CAN-H	3	3	PNT-B2	2	124.2
CGP-B	7	16.2	POR-H	2	14
CGP-D	1	6	PQP-B	0	4
CHX-H	2	61.1	PVE-H	0	30
CON-B	2	6	PWT-B	2	14
CQP-D	0	2	RBO-H	2	32
DAR-B	0	15	REC-H	6	275
ELG-B	2	6	REN-H	6	25.6
ESC-G5	6	13	S&S-D	5	25
GEN-B	6	134.5	SAA-B	3	9
LAG-G1	6	9.8	SAL-H	5	23
LAG-G2	5	10	SEC-H	3	19
LES-H	3	3	SID-B	1	11
LPA-B	5	9	SIS-H	4	22
LUN-B	3	8	SJO-C	5	23
LVA-H	1	5	SMA-H	2	10
MAG-B1	4	9	TAM-G	1	3
MAG-B3	5	9	TDL-B1	2	21
MAG-B4	2	4	TDL-B2	2	35
MAG-B5	1	1	TDL-B3	3	15
MTI-B	2	12	TUL-B1	3	3
MITZ-H	6	26	ZUN-G	4	9
ORT-G	3	9	TOTAL	129	138

Las pruebas de disponibilidad tienen también como finalidad que el AMM pueda programar el despacho de cada día de la forma más próxima posible a la realidad de forma tal que se logre una efectiva optimización de los recursos de generación y se asegure la calidad del abastecimiento de la demanda con mínimas reservas operativas.




En la práctica esto parecería que efectivamente no se logra, tal como se muestra en las figuras siguientes que muestran el despacho de generación resultante de la operación real correspondiente a tres generadores: PNT-B2 y TDL-B1, para los cuales las pruebas de disponibilidad más recientes al 28/4/2008 disponibles dieron los siguientes resultados: PNT-B2: 16.983 MW y TDL-B1: 17.03 MW.



Se observa que:

- El generador PLT-B2 no logra en ningún momento del día un despacho similar al de su potencia disponible, aún cuando por costos operativos debería haber estado despachado a plena potencia.
- El generador TDL-B1 resulta generando en algunas horas una potencia mayor a la teóricamente disponible.
- En ambos casos parecería haber severos problemas de disponibilidad efectiva de dichas unidades generadoras, toda vez que el despacho de generación no resulta compatible con los valores horarios del POE.

En tales condiciones, la operación real tendrá importantes apartamientos respecto a la programación de la operación, lo cual afecta el funcionamiento del MM, la seguridad del sistema y el costo de abastecimiento de la demanda.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se debería buscar que las pruebas de disponibilidad que realice el AMM provean de información fidedigna y confiable respecto a la real disponibilidad de generación con que cuenta el AMM para la programación de la operación y los estudios de seguridad operativa.

Las Normas de Coordinación debería tomar en cuenta la real disponibilidad de generación a los efectos de la programación de la operación y las transacciones económicas, penalizando adecuadamente al generador que informe una determinada disponibilidad de generación para la programación semanal y luego no la pueda cumplir en la operación real, comprometiendo de esa forma el costo de abastecimiento y la seguridad del sistema.

Una alternativa a tal efecto, es remunerar al generador que no puede cumplir con su disponibilidad semanal como si fuese generación de prueba es decir a su costo operativo, aún cuando tenga un costo variable de producción menor al POE transferido a su nodo.

Se considera además necesario que el AMM programe pruebas de disponibilidad para la totalidad de generadores disponibles y con una frecuencia similar en todos ellos.

6.4. Factores de Pérdidas.

Los Factores de Pérdidas son una señal económica que afectan los precios de la energía en el mercado de oportunidad, cuyo objeto es que el despacho económico de generación de como resultado el mínimo costo de abastecimiento de la demanda total, suma de la demanda de los Participantes Consumidores más la demanda correspondiente a las pérdidas en el sistema de transmisión. Dichos Factores de Pérdidas corresponden a la energía, ya que tienen por objeto diferenciar el precio de la energía en el mercado de oportunidad en función de las pérdidas marginales que se producen en la red de transmisión.

Los Factores de Pérdidas debiesen ser por lo tanto un resultado de la operación real del sistema o al menos de la operación prevista en el despacho diario.

Los Factores de Pérdidas son en principio diferentes en cada hora, ya que dependen de los flujos de potencia activa en el sistema de transmisión resultantes del despacho de generación y de la demanda de los Participantes Consumidores conectada a cada nodo del sistema de transmisión.

Como se ha mencionado en los Informes correspondientes a las Secciones II y III de la Presente Auditoría, la situación actual respecto a la determinación de Factores de Pérdidas por parte del AMM, dista mucho de lo que corresponde que se haga de acuerdo con lo indicado en las Normas de Coordinación, tal como además fue resaltado en Auditorías

previas. El problema por lo tanto, se repite sin que hasta la fecha el AMM haya implementado reales soluciones a este problema.

El AMM determina los Factores de Pérdidas para condiciones de operación del sistema eléctrico resultantes de la Programación Semanal y que el AMM considera típicas para horas de máxima, media y mínima demanda. Se obtienen así tres valores de Factores de Pérdidas para cada nodo, uno para cada bloque de demanda (media, mínima, base), que luego se aplican sin cambios para todas las horas de la semana. Para el caso particular del nodo del sistema de transmisión, al cual se conecta la C. T. Genor, determina Factores de Pérdidas de dicho nodo para diferentes despachos de la mencionada central.

Los Factores de Nodo resultantes de la metodología antes indicada en principio pueden ser diferentes a los que se hubiesen determinado teniendo en cuenta la condiciones reales de operación, dando ello lugar a un error en la programación de la operación que afecta a la transparencia del MM y al costo de abastecimiento de la demanda.

Según indicó el AMM, estaría en proceso de implementación de una solución al respecto una vez ponga en operación el programa NCP para realizar el programa diario en reemplazo del programa SOMER actualmente en uso. Se destaca en tal sentido que el programa NCP sólo puede determinar los Factores de Pérdidas previstos según el programa diario de operación siempre que no haya restricciones activas en la red de transmisión. Esto puede considerarse una aproximación razonable si el AMM realiza redespachos de generación toda vez que las condiciones reales de operación se apartan de las previstas en el pre-despacho y se asegura que no hay restricciones de transmisión que estén afectando el despacho económico de generación.

Una forma más segura de determinar los Factores de Pérdidas es hacerlo como resultado de la operación en tiempo real, para lo cual es necesario utilizar programas auxiliares tal como se mencionó en el Informe de la Sección II de la Presente Auditoría.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Con la puesta en funcionamiento por parte del AMM del programa NCP para determinar el despacho diario se entiende que el AMM estará en condiciones de determinar en forma correcta los Factores de Pérdidas y aplicar los valores resultantes para cada hora a los efectos de determinar el precio de la energía en cada nodo del sistema de transmisión resultante de la operación en tiempo real.

Se recomienda que a los efectos de determinar el POE y los precios en cada nodo se utilicen los Factores de Pérdidas que surgen de la operación en tiempo real.



6.5. Sistemas informáticos, procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para la Programación, Operación y Liquidación de Transacciones del Mercado Mayorista.

Los sistemas informáticos, procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para la Programación, Operación y Liquidación de Transacciones del MM fueron ampliamente descritos en el Informe correspondiente a la Sección II de la Presente Auditoría.

Para la Programación de la Operación el AMM utiliza los siguientes modelos comerciales:

- SDDP módulo de Largo Plazo: En base a este modelo el AMM realiza la Programación de Largo Plazo.
- NCP. Corresponde a la versión de corto plazo del SDDP. En base a este modelo el AMM realiza la Programación Semanal.
- SOMER. En base a este modelo el AMM realiza la Programación Diaria. Se encuentra en proceso de su reemplazo por el modelo NCP.
- PSS/E. En base a este modelo el AMM realiza los Estudios Eléctricos requeridos para la Programación de la Operación y los estudios de seguridad operativa.

En forma complementaria utiliza modelos propios para proyectar la demanda.

El AMM no dispone de modelos para la optimización de mantenimientos ni para la determinación de precios de energía en el mercado ocasional.

Las bases de datos de los modelos antes mencionados consiste en archivos Excel no siendo administrada de forma tal de garantizar la trazabilidad y la no alterabilidad de la información, así como la consistencia de la misma entre todos los procesos realizados por el AMM.

Para la liquidación de las Transacciones Económicas el AMM utiliza una Base de Datos ORACLE, que le permite administrar eficientemente todos los conceptos asociados con las transacciones económicas.

Los principales problemas detectados en relación con sistemas informáticos, procedimientos, métodos, metodologías, modelos y bases de datos usados por el AMM para la Programación, Operación y Liquidación de Transacciones del MM fueron:

- **Modelo de proyección de demanda.** El modelo de proyección de demanda utilizado por el AMM utiliza como variables explicativas únicamente el PIB. El modelo permite determinar valores razonables de demanda para las proyecciones de largo plazo. En el corto plazo sería conveniente que incorpore una o varias variables explicativas relacionadas con el fenómeno horario (variables *dummies*) para ayudar a explicar el comportamiento de la demanda, transformando al modelo en una regresión múltiple.
- **Modelo SOMER.** La principal limitación que tiene el modelo SOMER para realizar la programación diaria es que no considera la red de transmisión por lo que no puede determinar las restricciones al despacho económico de generación impuestas por la red de transmisión ni los Factores de Pérdidas de energía. Consecuentemente, las restricciones de transmisión y factores de pérdidas deben ser ingresados como datos en lugar de ser resultados del proceso de optimización. Esto necesariamente implica un despacho de generación el cual no se garantiza que sea el óptimo y precios de la energía que no se asegura que reflejen el costo marginal del sistema. Se entiende que el reemplazo del modelo SOMER por el modelo NCP resolverá gran parte de estos problemas.

- **Modelo de Optimización de Mantenimientos.** El AMM no dispone de un modelo que le permita determinar el programa de mantenimientos óptimo. Correspondientemente el plan de mantenimientos adoptado no asegura que se cumplan con las condiciones de mínimo costo de abastecimiento y una operación segura del sistema.
- **Modelo para la determinación del POE.** El programa de operación diaria realizado con el modelo SOMER y la consecuente operación en tiempo real permite la determinación inmediata del POE, ya que el proceso consiste simplemente en identificar el costo variable de la unidad generadora de mayor costo variable convocada a generar en cada hora con régimen de operación permanente. La determinación del POE actualmente no requiere por lo tanto de un modelo específico, a tal efecto pudiéndose realizar sin mayores dificultades con una planilla Excel.

La situación será muy diferente cuando el AMM comience a utilizar el modelo NCP para la determinación del despacho diario. El NCP no da como resultado los Factores de Pérdidas. Estos pueden ser estimados como resultado de una programación de la operación con NCP, únicamente si no hay congestión en la red de transmisión.

Dado que tal condición operativa es difícil asegurar que no se produzca en una hora determinada, será necesario determinar los Factores de Pérdidas en base a los resultados de la operación en tiempo real lo que complica la determinación del POE toda vez que este debe ser calculado en base a los costos variables de las unidades térmicas (CVP) y los Factores de Pérdidas (FP) de energía, correspondientes al nodo donde cada unidad de generación se vincula al sistema de transmisión.

$$POE_h = MAX\left(\frac{CVP_1}{FP_{1,h}}, \frac{CVP_2}{FP_{2,h}}, \frac{CVP_3}{FP_{3,h}}, \dots, \frac{CVP_j}{FP_{j,h}}\right)$$

Donde:

h; cada hora

j: Cada uno de los J generadores que resultaron operando en régimen permanente en la hora h

CVPj: Costo Variable de Producción del generador j

FPj,h: Factor de Pérdidas en la hora h correspondiente al nodo del sistema de transmisión donde el generador j se vincula al sistema de transmisión

Para hacer este proceso eficiente y transparente se entiende que el AMM requerirá de un modelo para el cálculo del POE debiendo dicho modelo tener una rutina para determinar los Factores de Pérdidas resultantes del despacho real y la demanda abastecida en cada hora.

Los datos utilizados para la Programación de la Operación deberían en principio provenir únicamente de lo indicado por los Participantes del MM, siendo función del AMM verificar la razonabilidad de los mismos a los fines de detectar si se corresponden con datos fidedignos.

En la práctica el AMM no realiza este proceso de verificación en forma completa por lo que no puede asegurar que los datos informados sean correctos, lo cual compromete la transparencia del MM, el costo de abastecimiento y la seguridad del sistema. A modo de ejemplo cabe citar nuevamente lo comentado en puntos anteriores sobre las fórmulas de cálculo de costos variables informadas por los Participantes Productores las que se entiende no pueden ser efectivamente verificadas, toda vez que el AMM no realiza evaluaciones propias de precios de combustible, costos de OyM y eficiencia de las unidades generadoras.

En particular existe un dato que el AMM determina que no surge de información suministrada por los Participantes del MM, ni como resultado de la optimización de los recursos de generación y que tiene efectos significativos sobre el POE. Se trata del denominado “valor del agua” de las centrales con capacidad de regulación que el AMM determina como parte de la Programación Semanal, que luego es utilizado para determinar el programa semanal y diario de generación y el POE. Dicho “valor de agua” no se corresponde con el costo de reemplazo futuro del agua, por lo que es incorrecta su utilización a los efectos de determinar el programa de operación y el cálculo del POE. Se destaca que el problema no es menor toda vez que dicho valor de agua ha determinado en muchas oportunidades el POE.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

En función de los comentarios antes realizados se recomienda que el AMM implemente las siguientes acciones:

- Incorpore a los modelos de proyección de la demanda variables explicativas adicionales relacionadas con el fenómeno horario (variables *dummies*) para ayudar a explicar el comportamiento de la demanda.
- Realice el efectivo reemplazo del modelo SOMER por el modelo NCP.
- Realice un modelo de cálculo del POE que tome en cuenta el despacho de generación y la demanda abastecida resultante de la operación en tiempo real. Dicho modelo deberá determinar los Factores de Pérdidas horarios de energía correspondientes a los nodos del sistema de transmisión donde cada generador se vincula al sistema de transmisión.
- Realice un modelo para la Optimización de Mantenimientos que permita asegurar que el programa de mantenimientos resultante de generación y transmisión satisfice la condición de mínimo costo de abastecimiento, garantiza una operación segura del sistema y cumple con las recomendaciones de los fabricantes del equipamiento respecto a las frecuencias en que se deben realizar los mantenimientos del equipamiento de generación y transmisión.
- Implemente una Base de Datos técnica para toda la información relacionada con la programación de la operación y los estudios eléctricos que permita garantizar la trazabilidad y la no alterabilidad de la información así como la consistencia de la misma entre todos los procesos realizados por el AMM.
- Realice las acciones necesarias para verificar la información suministrada por los Participantes del MM y utilice estrictamente esta información para realizar la programación de la operación del MM y los estudios eléctricos de seguridad operativa. El valor del agua de las centrales con capacidad de regulación debería ser determinado por medio de una Programación de Largo Plazo.



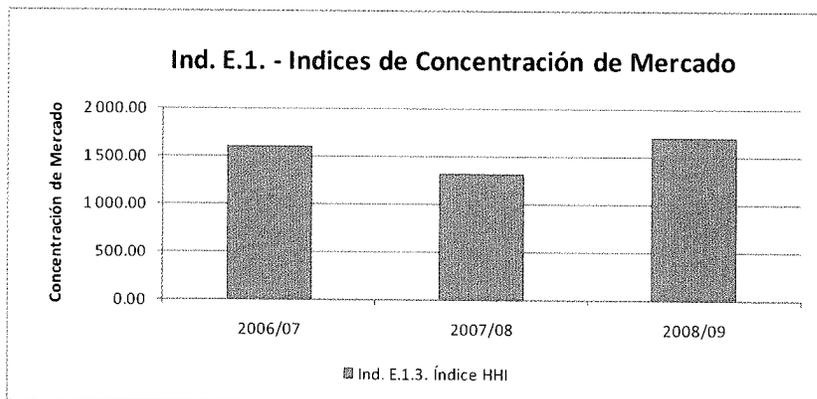
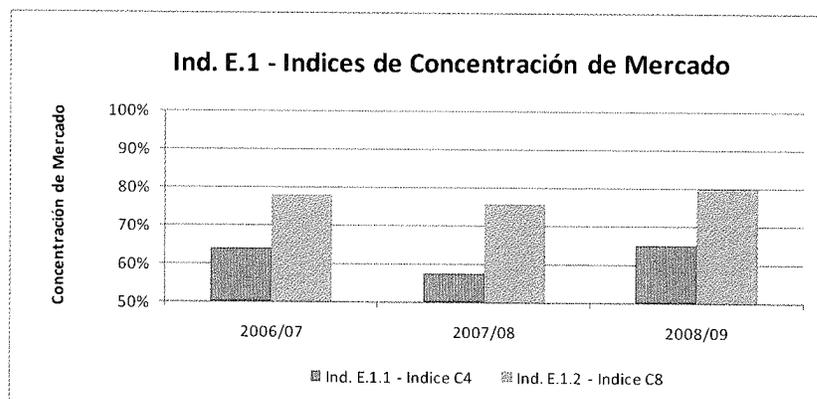

6.6. Índices de concentración del mercado y posición dominante.

Las características comentadas respecto a los mercados eléctricos que se caracterizan por ser mercados imperfectos lo hacen propensos a elevados riesgos por concentración de mercado y eventual abuso de posición dominante.

Por tal motivo este aspecto debe ser continuamente monitoreado, tomando las acciones correspondientes a nivel regulatorio, para incentivar la competencia principalmente en el segmento generación y acotar los márgenes para eventuales conductas especulativas de los Participantes del MM que puedan quitar transparencia al MM y con ello afectar el cumplimiento de los objetivos de la LGE.

Los indicadores de concentración de MM presentados en el Informe correspondiente a la Sección I de la Presente Auditoría muestran para el MM de Guatemala índices elevados de concentración de mercado en el segmento generación, tal como se muestra en las siguientes figuras. Se considera que los indicadores reflejan una concentración elevada si se cumple que:

- C4 > 60%
- C8 > 50%.
- IHH > 1.800



Se hace notar que aún cuando los indicadores de concentración de mercado muestren valores elevados esto no implica necesariamente que los Participantes Productores hayan o estén realizando conductas que reflejen poder dominante y una afectación al funcionamiento del MM.



Un mercado que muestre indicadores de alta concentración puede ser percibido por nuevos Participantes como de mayor riesgo por lo que genera barreras de entrada que afectan el funcionamiento del MM y el logro de un equilibrio competitivo en el largo plazo. Desde el punto de vista de las inversiones, un mayor riesgo (real o percibido) produce un incremento en la tasa de retorno requerida para los proyectos de inversión, lo que por último incrementa el costo de abastecimiento de la demanda y reduce el margen de reserva de generación, ya que se retrasa la entrada en operación de nuevos proyectos.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	SI
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda se realicen las acciones necesarias para promover una mayor competencia en el MM y correspondientemente para reducir los índices de concentración de mercado. Mecanismos adecuados a tal efecto son:

- Establecer la obligación por parte de las empresas distribuidoras de realizar licitaciones para cobertura de su demanda vía contratos Potencia Firme con Energía asociada, con un periodo contractual mínimo de 10 años, y un inicio de contrato que permita la construcción de nueva capacidad de generación para atender las obligaciones del contrato. El Pliego de Licitación debe garantizar una adecuada competencia con riesgos distribuidos entre las partes, asignando al generador sólo riesgos de disponibilidad y de precios de la energía en el mercado spot.
- Permitir a generadores localizados en otros países interconectados con el SNI de Guatemala participar en los procesos de licitación antes indicados.
- Permitir al AMM que compre energía en bloque en el mercado de oportunidad del MER toda vez que el POE resulta superior al precio de la energía en el nodo Guatemala del MER. Dicha compra debería tener un volumen compatible con la demanda de usuarios residenciales y comerciales clientes de las Distribuidoras que participan del MM de Guatemala.

6.7. Acciones o circunstancias inusuales de comercialización o declaración de costos.

6.7.1. PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD

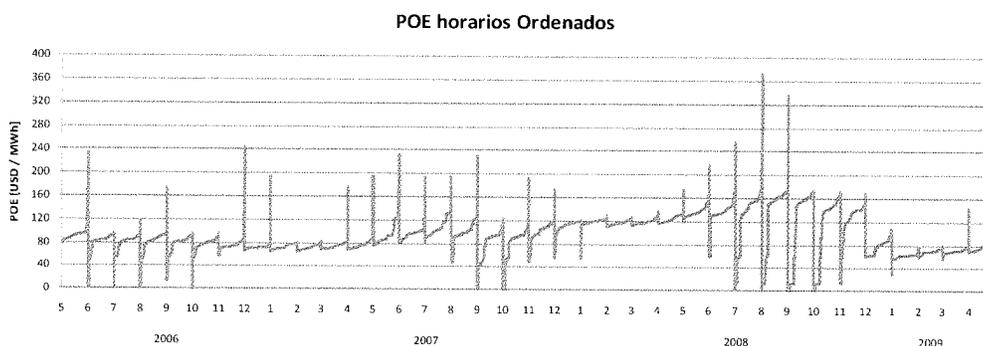
Los precios de la energía en el mercado de oportunidad reflejan otro aspecto de la gestión del AMM como administrador del MM ya que son el reflejo directo de la optimización de los recursos de generación.

El MM de Guatemala dispone en las C.H.Chixoy y C.H.Jurún Marinalá una importante capacidad de regulación con una potencia disponible en conjunto de 325 MW lo cual es



significativa considerando que la demanda máxima del sistema es de 1400 MW aproximadamente.

Aún con esta disponibilidad de generación se observan en el POE valores significativamente altos en casi todos los meses del periodo evaluado con una duración de sólo unas pocas horas por mes, tal como se muestra en la figura siguiente, donde para cada mes se ordenaron los valores de POE de menor a mayor. En los meses del periodo húmedo se observan valores de POE que varían desde prácticamente nulos a valores muy altos.



Dichos estados operativos de muy alto costo marginal no parecen corresponder a una solución de despacho de mínimo costo ya que sería de esperar que la producción de las C.H. Chixoy y C.H. Jurún Marinalá pudiesen evitar la existencia de dichos valores muy elevados del POE.

Se destaca que los valores elevados de POE antes señalados no parecerían corresponder a condiciones de falla inesperada de algún equipamiento de generación / transmisión ya que es frecuente la ocurrencia de los mismos.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que el AMM incluya en sus reportes de Programación Semanal comentarios respecto a los precios de energía esperados y en sus reportes posoperativos una adecuada justificación de los motivos que originan precios elevados y más cuando los mismos no hubiesen sido previstos en la programación semanal.

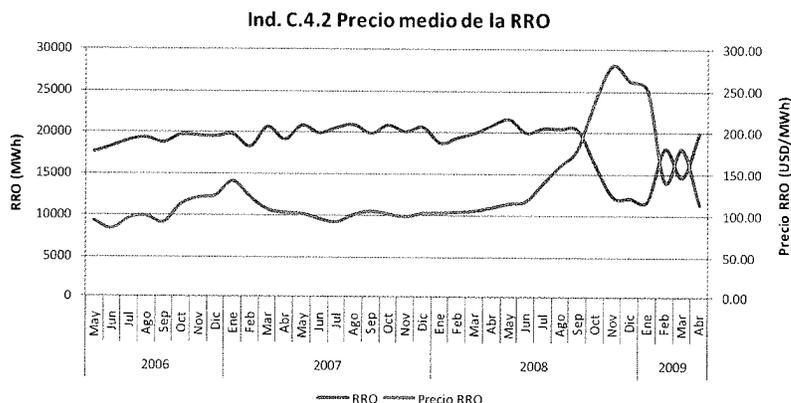
6.7.2. PRECIOS DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE RRO

La prestación del servicio complementario de RRO implica para el Participante Productor, un costo por no poder vender al mercado la energía regulante como energía física real lo que reduce su factor de planta y con ello hace menos eficiente su inversión. Un Participante




Productor que presta el servicio de RRO debería por lo tanto, esperar una remuneración por el servicio que cubra dichos costos, siendo una remuneración esencialmente estable en el tiempo, ya que lo que cubre son costos fijos (capital invertido).

Esto ha sido efectivamente así en el MM de Guatemala, excepto en los últimos meses del Año Estacional 2008-09, donde se observa un incremento significativo del precio resultante del servicio RRO, tal como se observa en la figura siguiente.



Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MENOR
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda evaluar las condiciones de competencia existente en la prestación del servicio RRO y en caso de que no se den adecuadas condiciones, establecer un precio regulado para la prestación del servicio.

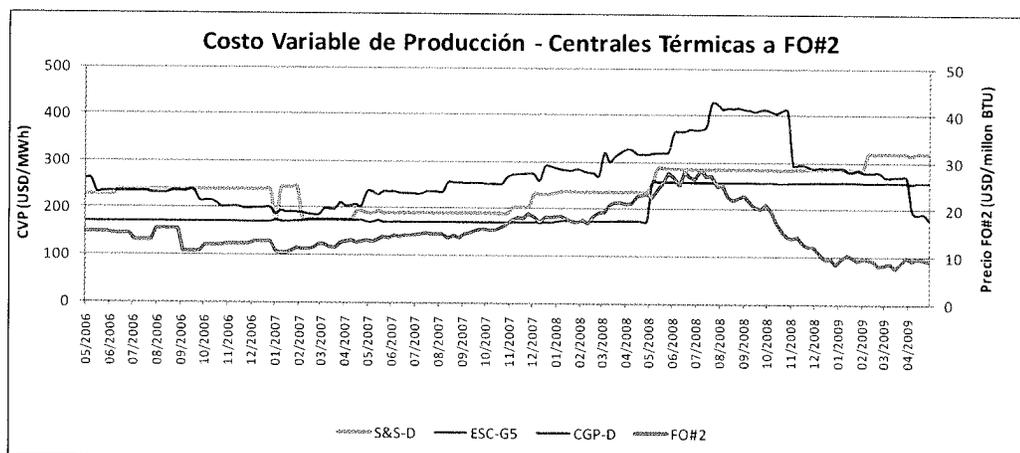
6.7.3. COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN

El costo variable de producción de las unidades térmicas es proporcional al precio del combustible utilizado para la producción de energía eléctrica ya que en general los costos de OyM variables son una parte menor.

En función de ello sería de esperar una alta correlación entre precios de combustible en el mercado internacional y los costos variables de producción informados por los Participantes Productores.




La figura siguiente muestra la evolución en el periodo evaluado de los costos variables informados por tres generadores térmicos (S&S-D, ESC-G5, CGP-D) y el precio del FO#2 utilizados por dichas unidades generadoras.



Se observa en los últimos meses del Año Estacional 2008-09 una reducción de precios del FO#2 que no fue acompañada por una reducción similar en los costos variables de los mencionados generadores.

Las razones de esto pueden ser múltiples desde un problema de stock de combustible hasta posibles acciones de poder de mercado. El AMM no realiza un control de stock de combustible por lo que no resulta posible evaluar los motivos de estas variaciones en los costos variables, lo cual le quita transparencia al funcionamiento del MM.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Se recomienda que el AMM realice un seguimiento del stock de combustible disponible por el Participante Productor como una forma de verificación de que la fórmula indicada por dicho Participante para determinar el Costo Variable de Producción resulte razonable.

A los efectos de determinar los costos variables de combustible se debería admitir un stock de combustible limitado a un mínimo compatible con el ciclo de compra de combustible por parte del generador, asegurando la disponibilidad de combustible pero evitando tener que remunerar un stock de combustible que no es necesario para la operación del MM y la seguridad del sistema.

6.8. Energía No Suministrada (ENS).

La Energía No Suministrada es un parámetro relevante en la operación de todo sistema eléctrico, ya que es la que define la calidad en la prestación del servicio y la gestión del AMM como Administrador del MM.

La existencia de condiciones operativas con ENS es en general, resultado de la acción combinada de insuficiente capacidad de generación y/o insuficiente capacidad de transmisión para atender los requerimientos de la demanda instantánea del sistema.

La ENS no necesariamente tiene que ser igual a cero ya que tal meta de calidad podría tener costos muy elevados para la demanda. Por tal motivo, se define un Costo de la ENS, el cual sirve como parámetro de comparación para decidir las inversiones que son convenientes realizar a fin de evitar tener racionamiento de energía en el sistema.

Estos conceptos no son aplicables si no se cuenta con información sobre la ENS real ocurrida en el sistema y sobre su perspectiva a futuro para diferentes estados operativos posibles. Debería ser por lo tanto, una obligación por parte del AMM de presentar en sus informes periódicos la ENS resultante de la operación real y estudios que muestren la posible evolución a futuro de la ENS, identificando las causas que originan la necesidad de racionamiento.

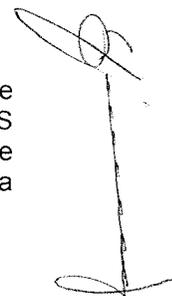
En tal sentido cabe destacar que la NCC-01 establece la obligación de que como parte de la Programación de Largo Plazo y de la Programación Semanal el AMM informe la ENS esperada en el periodo programado.

Sin embargo, aún con la importancia de este parámetro como indicador de la operación del MM, el AMM no presenta valores de ENS en ninguno de sus informes por lo que no se puede evaluar el riesgo que enfrenta el sistema a futuro ni los motivos de eventuales racionamientos realizados.

Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	NO
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	SI
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	NO
Severidad	MAYOR
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

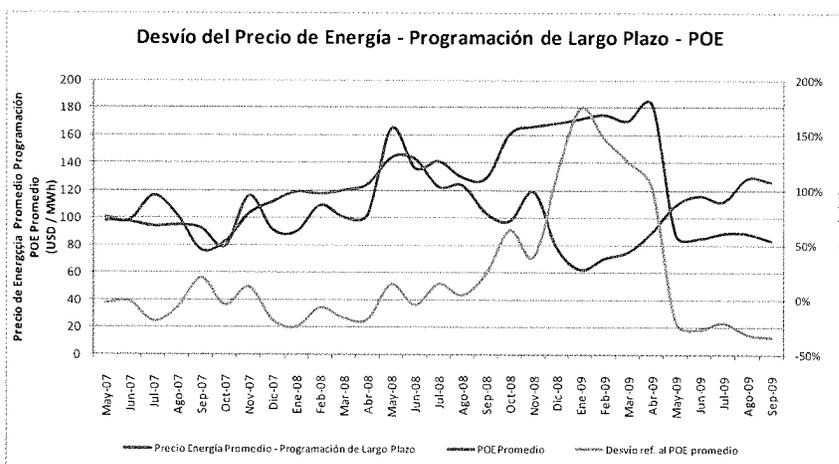
Se recomienda que el AMM presente en sus reportes del posdespacho la ENS resultante de la operación real e indique en los informes de la programación de la operación la ENS esperada en los diferentes horizontes de programación, incluyendo un análisis de sensibilidad, en función de la ocurrencia de una particular condición hidrológica y ante la salida de servicio de elementos del sistema de transmisión.




6.9. Desvío del precio medio de la energía estimado en la programación de largo plazo Vs POE

Las Normas de Coordinación asignan al AMM la obligación de determinar el valor del agua de las centrales con embalse de regulación anual. Para que este cálculo resulte correcto y muestre el real costo de oportunidad del agua en el horizonte de regulación de la central se requiere que los pronósticos de precios de la energía realizados en la Programación de Largo Plazo resulten los más próximos posibles a los resultantes de la operación real.

El indicador que muestra la relación entre los precios proyectados y el POE muestra errores significativos (hasta próximos al 200%) en las proyecciones que realiza el AMM, siendo el justificativo de las mismas principalmente errores en los pronósticos de precios de combustible.



Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

En un contexto de alta volatilidad de precios de combustible los errores en el pronóstico de los mismos, y tanto más en un periodo de tiempo significativo, serán siempre significativos.

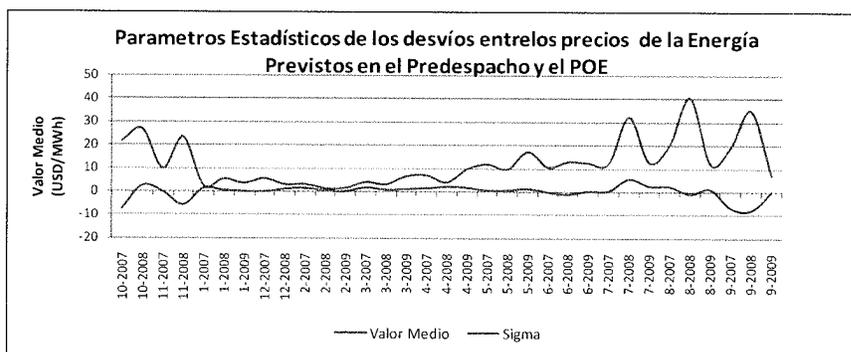
Por tal motivo, el AMM debería actualizar la Programación de Largo Plazo cuando se verifiquen cambios de precios de combustible mayores a $\pm 5\%$ o más respecto al pronóstico previo. Esto permitirá que el valor del agua determinado por el AMM en cada semana, siguiendo las recomendaciones indicadas en la Presente Auditoría, refleje adecuadamente el costo de oportunidad futuro del agua.

6.10. Desvío del precio de la energía estimado en el pre-despacho Vs POE

Los precios de la energía estimados en la programación diaria debiesen ser muy similares a los resultantes de la operación en tiempo real, toda vez que se tiene una razonable certeza respecto a la evolución de las variables significativas y se cuenta con un volumen significativo de generación hidráulica que tiende a amortiguar las diferencias de precios por efecto de alguna indisponibilidad.

La evolución de este indicador muestra en cambio que existen apartamientos significativos que en términos medios se compensan pero no en valor absoluto. Considerada la diferencia de precios como una variable estadística se tienen valores de sigma de hasta 40 USD/MWh de error entre ambos precios. Los errores son más significativos en el periodo julio – noviembre donde son mayores los aportes hidráulicos.

Una posible justificación podría ser por lo tanto que no es anticipable en 1 día la producción de algunas centrales hidráulicas tipo filo de agua. Sin embargo, dado que existen centrales como Chixoy y Jurún con una significativa capacidad de regulación se las puede utilizar para amortiguar los errores de pronósticos de caudales, a fin de que los pronósticos de precios tengan menor error.



Efectos observados sobre el MM	SI/NO
Afecta la manera en que evoluciona el mercado.	SI
Provoca posibles barreras de ingreso o egreso al mismo.	NO
Influye en la señal de precio del mercado.	SI
Introduce riesgo de vertimiento de embalses.	NO
Afecta la confiabilidad del sistema y la seguridad de suministro.	NO
Afecta la transparencia y la competencia en el MM	SI
Severidad	MEDIA
Responsable Acción Correctiva	AMM

Recomendaciones presente Auditoría:

Los errores en los pronósticos de precios observados en la programación diaria pueden tener su origen en la metodología que utiliza el AMM para decidir el despacho de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación anual asimilando a las mismas con una central térmica.



Si en cambio el despacho de estas centrales, se realiza para minimizar el costo de abastecimiento considerando la energía disponible en la semana se puede ajustar su despacho para que los errores en los pronósticos de caudales en las centrales tipo filo de agua no de como resultado diferencias en el despacho de generación térmica y con ello posibles incrementos de costos de producción que serían evitables con un adecuado despacho hidráulico.

