


MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

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

SECCION IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS
CRÍTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
LAS ADECUACIONES NORMATIVAS
PUBLICADAS EN SEPTIEMBRE 2007

INFORME FINAL

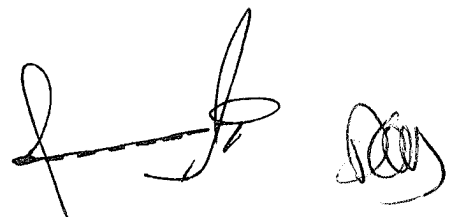
Preparado para:



1 de Diciembre de 2010

P057-09





Buenos Aires, 1º de diciembre de 2010

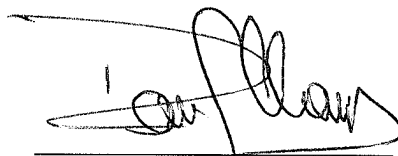
Señor Presidente
de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Ing. Carlos Eduardo Colom Bickford
4 Avenida, 15-70 Zona 10, Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala
Guatemala

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

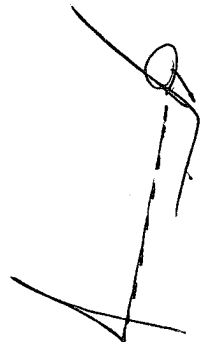
De nuestra consideración:

Nos es grato adjuntar a la presente un original y una copia del Informe Final “Sección IV – Evaluación y análisis crítico de la implementación de las adecuaciones normativas publicadas en Septiembre 2007”, 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.

Si 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**

**SECCIÓN IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LAS ADECUACIONES NORMATIVAS
PUBLICADAS EN SEPTIEMBRE 2007**

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. OBJETIVO.....	3
3. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.....	3
4. RESULTADOS OBTENIDOS.....	4
4.1. EVALUACIÓN DE LAS MODIFICACIONES A LAS NORMAS DE COORDINACIÓN	4
4.2. EVALUACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO (PLP) 2009-2010	15
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	17
6. ANÁLISIS Y SEÑALAMIENTO DE LOGRO DE OBJETIVO PROPUESTO PARA LA AUDITORIA.....	17
INFORME FINAL	20
1. INTRODUCCIÓN.....	20
2. OBJETIVO.....	20
3. INFORMACIÓN UTILIZADA.....	20
4. ANÁLISIS DE LAS MODIFICACIONES REGULATORIAS.....	21
4.1. NORMAS DE COORDINACIÓN COMERCIAL	21
4.2. NORMAS DE COORDINACIÓN OPERATIVA	31
5. OTRAS OBSERVACIONES - RECOMENDACIONES.....	33
5.1. NCC-01. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LAS UNIDADES TÉRMICAS	33
5.2. NCC-01. VALOR DEL AGUA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS. DESPACHO DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA	34
5.3. NCC - 02. DEMANDA FIRME	35
5.4. NCC - 01. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS	37
5.5. NCC-06. TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. NCC-07. FACTORES DE PÉRDIDAS	39
5.6. NCC - 02. OFERTA Y DEMANDA FIRME	42
5.7. NCC - 03. TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA	44
5.8. NCC-08. REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	46
5.9. NCC - 10. IMPORTACIÓN / EXPORTACIÓN	48
6. ANÁLISIS DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2009-2010.....	49
6.1. ALCANCE	49
6.2. BASE DE DATOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO	50
6.3. RESULTADOS OBTENIDOS	56



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

**SECCIÓN IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LAS ADECUACIONES NORMATIVAS
PUBLICADAS EN SEPTIEMBRE 2007**

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 SECCIÓN IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS ADECUACIONES NORMATIVAS PUBLICADAS EN SEPTIEMBRE 2007.

2. OBJETIVO

Esta sección de la Auditoría tiene por objetivo evaluar los cambios en las Normas de Coordinación realizados en septiembre de 2007 a los efectos de verificar si se dio respuesta a las observaciones realizadas en las Auditorías Previas y si han quedado aspectos sin ser tratados y que impliquen una afectación al funcionamiento del MM.

Para cumplir con el objetivo antes indicado se verifican los cambios realizados identificando la forma en que éstos fueron implementados, y los efectos y resultados esperados de los cambios cuando estos se entiende que afectan al funcionamiento del MM.

El documento incluye una evaluación de la Programación de Largo Plazo correspondiente al año estacional 2009-2010 en aspectos que hacen a las bases de datos de los modelos de simulación y a los resultados obtenidos verificando si se cumple con lo dispuesto al respecto en la NCC-01 así como con las recomendaciones de las Auditorías Previas.

3. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

Para el funcionamiento del sector eléctrico la LGE define la organización del Sector con las responsabilidades de cada institución.

- El Ministerio de Energía y Minas (MEM) permanece como autoridad máxima que define las políticas del sector. Entre sus funciones se incluyen el elaborar el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Por lo tanto, también es su responsabilidad aprobar su ajuste, cuando sea necesario.

- La institución reguladora y fiscalizadora es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE o la Comisión), como un órgano técnico del MEM. Sus funciones abarcan la supervisión y fiscalización del cumplimiento de la Ley y de su reglamentación y de los regímenes establecidos en las concesiones de transmisión y de distribución, elaboración de las normas técnicas del sector así como la aprobación de las normas de coordinación del Mercado Mayorista. En consecuencia, las funciones de la CNEE abarcan la auditoría y vigilancia del MM y de su Administrador.
- El Operador del Sistema y del Mercado es el Administrador del Mercado Mayorista (AMM). La Ley define sus funciones básicas, estableciendo de este modo también sus objetivos, y deriva a un Reglamento específico (el Reglamento del AMM) la regulación de sus funciones. Sus funciones abarcan las típicas de un Operador del Sistema y Administrador del Mercado en Latinoamérica.

El Reglamento de la LGE, Artículo 1, delega al AMM la responsabilidad de desarrollar las normas de detalle, normas de coordinación, para la implementación del MM y la operación segura del sistema, cumpliendo el marco legal y reglamentario, debiendo las mismas ser aprobadas por la CNEE.

En el marco antes indicado, en el año 2007 se hicieron importantes reformas a las normas de coordinación comercial y operativa. El objeto de dichos cambios fue ampliar aspectos normativos relacionados con los comercializadores e incluir modificaciones regulatorias recomendadas en auditorías previas. Para que este proceso fuese realizado en plazos mínimos y en forma eficiente se estableció en el Reglamento del AMM, TÍTULO IV, CAPÍTULO ÚNICO, DISPOSICIONES TRANSITORIAS, Art. 34, un periodo de adecuación de la normativa que abarca tres meses.

Para hacer posible las modificaciones regulatorias requeridas en dicho plazo se crearon comités técnicos en donde participaron además del AMM representantes de la CNEE y del Ministerio de Energía y Minas quienes en conjunto hicieron las propuestas de cambio a las normas de coordinación las que fueron enviadas al AMM para su análisis. Evaluadas las modificaciones por el AMM en cumplimiento de la responsabilidad establecida en el RAMM, se envió las normas a la CNEE para su aprobación.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Evaluación de las modificaciones a las normas de coordinación

A continuación se resumen los principales resultados obtenidos de la revisión de las modificaciones regulatorias realizadas en septiembre de 2007

=====

Obs. #1: NCC – 03. Transacciones de Desvíos de Potencia

Un Participante Consumidor que tenga contratos de abastecimiento que le permitan cubrir su demanda máxima diaria con Oferta Firme Eficiente se entiende que tiene garantizada la seguridad de su abastecimiento.

Se recomienda revisar la metodología de cálculo de la Demanda Firme Efectivamente Contratada de forma tal de evitar que un Participante Consumidor que tenga cubierta su demanda máxima diaria vía contratos de abastecimiento resulte con un desvío negativo y por lo tanto con cargos por tal concepto.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Menor.

Responsable: AMM

=====

Obs. #2: NCC – 04. Precio de Oportunidad de la Energía

La determinación del POE resulta confusa. Por una parte se dice que es el costo marginal de generación. Por otra parte se dice que es el costo variable de la unidad generadora de mayor costo variable, en el nodo de referencia, que está operando en régimen permanente. A esto se suma el hecho de que una central hidráulica tiene un costo variable esencialmente igual a su costo de OyM variable y se define para su optimización un valor de agua que no puede ser referido a ningún nodo específico del sistema de transmisión.

Por otra parte si se admite que el valor del agua determine el POE se puede dar la situación que el valor del agua sea igual al costo de falla. Esto sucede cuando el embalse está en su mínimo técnico. Esto contradice lo indicado en el TÍTULO IV, CAPÍTULO ÚNICO DISPOSICIONES TRANSITORIAS. Artículo 9 del RAMM.

A los efectos de aclarar estos conceptos, en el Informe III de la Presente Auditoría se adjunto como ANEXO I una descripción detallada del problema y se propuso una nueva definición del costo marginal del sistema la cual se reproduce a continuación:

Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora: es la reducción de costos presentes en que incurre el Sistema Eléctrico si se reduce un kilovatio-hora (kWh) la energía abastecida a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras térmicas, en el Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios.

Se recomienda que el AMM corrija la NCC 04 incluyendo la definición de costo marginal antes indicada.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

=====

Obs. #3: NCC – 05. Sobrecostos de unidades generadoras forzadas

Se considera incorrecta / confusa la definición dada de costo operativo de una central hidráulica.

El costo operativo de toda generación hidráulica cuyo despacho resulte impuesto por restricciones al proceso de optimización debe ser siempre igual a su Costo de Variable de OyM. En tales condiciones se encuentran todas las centrales donde la energía semanal esta impuesta, ya sea por indicación del Participante Productor, o porque las características de su embalse hacen que no sea posible almacenar agua para su uso futuro o porque se encuentren en condición de vertimiento en la programación semanal.

Para una central con capacidad de embalse que le permita almacenar agua para su uso futuro, y no exista indicación de generación semanal por parte del Participante Productor, el costo operativo debería ser igual al Valor del Agua determinado por el AMM a partir de la Programación de Largo Plazo.



Se debe aclarar que el Valor de Agua así determinado corresponde al nodo de referencia.

Se hace notar que los costos de OyM tienen siempre una componente fija y otra variable. La Norma debe correspondientemente establecer claramente que los costos de OyM a considerar son los variables.

Se recomienda corregir en la NCC 5 las definiciones de costos operativos de conformidad a lo antes indicado.

La NCC 5 indica que los sobrecostos por restricciones en el sistema de transmisión son asignados a los generadores con excepción del generador cuyo despacho está forzado. En tal sentido, tal como se indicó en el Informe de la Sección III de la presente auditoría, se recomienda que dichos sobrecostos sean asignados a la demanda.

Se recomienda que la NCC 5 indique expresamente que el AMM debe realizar un seguimiento de los sobrecostos identificando su origen en forma precisa particularmente si se trata del sistema de transmisión.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

=====
Obs. #4: NCC – 08. Cargo por Servicios Complementarios.

NCO - 03. Coordinación de Servicios Complementarios

Los criterios de convocatoria de la demanda interrumpible establecidos en la NCO-03 son aquellos en donde el sistema tiene una alta probabilidad de entrar en falla ya sea por corte de carga o insuficiente reserva para mantener la calidad de servicio.

La norma no habilita a convocar la demanda interrumpible como forma de minimizar el costo de abastecimiento de la demanda, es decir a convocar la demanda interrumpible toda vez que el costo ofertado por el Gran Usuario Interrumpible para la prestación del servicio complementario sea inferior al costo marginal del sistema.

La forma de operación indicada en la NCO-03 se entiende que no cumple con lo establecido en la LGE toda vez que es obligación del AMM operar el sistema a mínimo costo utilizando para ello todos los recursos disponibles, entre los que se cuenta la demanda interrumpible de los Grandes Usuarios.

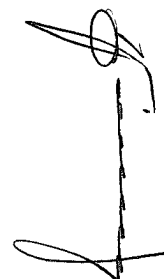
La demanda interrumpible afecta el costo marginal del sistema, toda vez que la aceptación por parte del AMM de una cierta cantidad de demanda interrumpible, implica que se reduzca el despacho de generación y correspondientemente el costo presente del sistema.

En tal sentido se sugiere se evalúen las condiciones de competencia existentes en la prestación de este servicio de forma tal que el precio ofertado por la prestación del servicio pueda ser considerado en la determinación del POE y en la optimización de la operación económica del sistema.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM



Obs. #5: NCC-01. Costos Variables de Producción de las Unidades Térmicas

El criterio actual definido en la NCC-01 para completar información faltante respecto al costo variable de producción de las unidades de generación térmicas, puede originar importantes errores en el proceso de optimización del despacho de generación, toda vez que utilizar la fórmula declarada por el generador en la programación anterior para calcular el costo variable, puede producir resultados muy diferentes a los que hubiesen correspondido utilizar para la actual programación en un escenario de fuerte volatilidad de precios de combustibles utilizados por la generación térmica.

El sólo criterio que el Participante Productor esté obligado a aceptar la fórmula sustituta a su declaración, no garantiza que el proceso de optimización resultante sea correcto, lo que va en contra de los principios de la LGE.

Representa además un riesgo económico para el generador toda vez que:

- Los precios de la energía resultantes del despacho de generación pueden ser insuficientes para remunerar los reales costos variables.
- Resultar el generador con una menor competitividad en el MM lo cual reduce su despacho afectando sus ingresos.

La LGE establece que el MM de Guatemala es un mercado basado en costos. Esto implica que se debe tener una razonable confianza que los costos variables declarados por los generadores reflejen sus reales costos, evitando en lo posible el ejercicio implícito o explícito de poder de mercado por parte de algún Participante. Esto se puede hacer, y existen antecedentes al respecto¹, vía un procedimiento de auditoría de costos donde el generador debe informar y sustentar con la documentación correspondiente cada ítem de costo, siendo dicha información evaluada por un experto en generación térmica independiente. El dictamen resultante más pruebas de eficiencia térmica que se realicen sobre el equipamiento, darán una razonable certeza respecto a la declaración de costos que realiza el generador.

Se recomienda que el AMM realice estudios que permitan verificar la razonabilidad de la fórmula indicada por los generadores para determinar los costos variables de producción de las unidades térmicas. En ausencia de una indicación al respecto por parte del Participante Productor, el AMM podrá utilizar los resultados de dichos estudios para definir un costo variable razonable a los efectos de la programación de la operación.

Afectación: Costo de Abastecimiento.


Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

=====
Obs. #6: NCC-01. Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas. Despacho de la generación hidráulica

En la NCC-01 existe un problema de indeterminación respecto a la forma en que se determina el valor del agua que se utiliza para la programación semanal.

¹ El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción del MM de El Salvador establece un procedimiento de auditoría de costos a fin de identificar costos variables de OyM y eficiencia de las unidades generadoras.





La NCC-01 indica en el punto 1.3.4.1 que "Para el cálculo del valor del agua, el AMM utilizará el mismo modelo de optimización utilizado para la Programación Semanal"

Se debería aclarar que el AMM debería determinar el valor del agua como resultado de la Programación de Largo Plazo. La programación semanal debería tomar como dato dicho valor de agua y determinar el despacho de la central para cada día.

En cada semana, antes de realizar la programación semanal, el AMM debería realizar una Programación de Largo Plazo utilizando el modelo SDDP para determinar el valor del agua de la semana con la mejor información disponible a la fecha, principalmente en relación con la proyección de la demanda, la disponibilidad de generación y transporte y los precios de combustible. El valor del agua resultante de esta simulación sería el dato que se ingresa al modelo de simulación del despacho semanal para determinar el programa de operación para cada hora de la semana.

Si el Participante Productor declara una energía a ser generada en la semana, esto constituye una restricción al problema de optimización ya que se impone la energía a generar en lugar de ser el resultado de la optimización. En tal situación se recomienda que se considere a la energía informada por el generador como despacho forzado en la semana y por lo tanto no define los precios de la energía en el mercado de oportunidad. El AMM en tal caso debería utilizar el programa NCP para optimizar la energía hidráulica disponible informada por el Participante Productor de forma tal de minimizar el costo de abastecimiento en la semana.

Afectación: Costo de Abastecimiento.

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

=====
Obs. #7: NCC - 02. Demanda Firme

La evolución a futuro de la Demanda Firme resulta relevante a los fines de mostrar los requerimientos de nueva capacidad de generación que tiene el sistema a futuro. El desarrollo de nuevos proyectos de generación en general toma varios años entre que se realizan los estudios de factibilidad, se logra el financiamiento de las obras y se construye la central. Por tal motivo resulta relevante mostrar los requerimientos de nueva capacidad de generación con la anticipación requerida para que las decisiones de inversión puedan ser tomadas a tiempo conforme crece la demanda. Indicar únicamente la Demanda Firme del Año Estacional es insuficiente en tal sentido.

Se recomienda que se incluya en la NCC-01 la obligación de que el AMM como parte de la programación de Largo Plazo, presente un informe en donde se realice una estimación de la Demanda Firme del sistema para los próximos 8 años y se comparen estos valores con la Oferta Firme del parque de generación existente mostrando la evolución del margen de reserva para contratos.

Esta información por otra parte le permitirá a la CNEE tener clara la evolución del sistema en términos de la seguridad de abastecimiento toda vez que si la Demanda Firme prevista no está cubierta con Oferta Firme Eficiente de generadores existentes y/o que estén por entrar en operación, será un claro indicador de que existe riesgo de desabastecimiento y que eventualmente son necesarias medidas para mitigar los riesgos que de esto resulta en el abastecimiento de la demanda.

Afectación: Seguridad de Abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====
Obs. #8: NCC – 01. Coordinación de Mantenimientos

Se considera conveniente realizar modificaciones en la NCC-01 en relación con la coordinación de mantenimientos:

- Definir con precisión los conceptos mantenimiento mayor, menor, de emergencia, predictivo, preventivo.
- Establecer claramente el procedimiento que debe seguir el AMM para optimización de mantenimientos de forma tal de garantizar una operación segura, de mínimo costo y protegiendo el equipamiento de generación y transmisión.
- Establecer la necesidad de realizar una programación conjunta con los Participantes de los mantenimientos de forma tal de que los mismos estén coordinados. A tal efecto se podría establecer como metodología la realización periódica de reuniones entre el AMM y los Participantes en donde se informen las novedades respecto al funcionamiento de los equipos, los mantenimientos predictivos realizados y sus resultados a fin de anticipar eventuales necesidades de mantenimientos preventivos.
- Establecer algún tipo de penalidad económica si el Participante no cumple con el programa de mantenimiento acordado, por ej. afectando su Oferta Firme.
- Evitar que una decisión del AMM pueda afectar la vida útil y/o garantías del equipamiento de generación / transmisión.

Afectación: Seguridad de Abastecimiento. Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====

Obs. #9: NCC-06. Tratamiento de las Pérdidas en el Sistema de Transmisión.
NCC-07. Factores de Pérdidas

Se recomienda que la norma obligue al AMM a realizar un seguimiento de las pérdidas a los efectos de verificar la razonabilidad de las mismas y que estas se correspondan con aspectos netamente técnicos.

Se requiere aclarar la forma en que se determinan los Factores de Pérdidas. Habría que indicar el despacho de generación a partir del cual se determinan los Factores de Pérdidas: Si es el pre-despacho o el resultante de la operación en tiempo real, si se considera o no la generación que no se incluye en el cálculo del POE, los modelos que se utilizarán a tal efecto, el paso de cálculo (1h o 15 minutos), los límites del sistema de transmisión, la consideración o no de únicamente los flujos de potencia activa.

Dado que los factores de pérdidas afectan el despacho y el despacho afecta los factores de pérdidas, la solución a este problema hay que obtenerla como solución de un problema de optimización, en donde el programa tenga como función objetivo minimizar el costo de abastecimiento más el costo de pérdidas sujeto a las restricciones que se imponen al proceso de optimización (desempeño mínimo, máxima transferencia, etc.). Programas como la versión NCP del SDDP pueden determinar este despacho de lo cual resulta la inyección y retiro de energía en cada nodo para



cada hora del día. El programa NCP no determina Factores de Pérdidas. Habría que utilizar programas auxiliares a tal efecto.

Se recomienda determinar el cargo por pérdidas asociados a los contratos que deben abonar los PM consumidores utilizando el Factor de Pérdida promedio a que se hace referencia el punto 7.2.3 de la NCC-07. Se evita con esto que la demanda con contratos abone cargos por pérdidas diferentes a los que tendría si la misma demanda es abastecida desde el mercado spot.

Se recomienda modificar la forma en que se determinan los cargos por pérdidas asociados a los contratos de energía considerando que los intercambios del contrato se producen en un nodo decidido por las partes.

Afectación: Costo de abastecimiento. Transparencia del MM.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====

Obs. #10: NCC - 02. Oferta Firme

En relación con la metodología a utilizar para determinar la Oferta Firme se recomienda incluir en la NCC-02 las siguientes aclaraciones:

- Nivel inicial de los embalses.
- Años de cola.
- Secuencia hidrológica.
- El concepto “*La elección del primer año hidrológico a utilizar en la simulación debe ser efectuada por el AMM de tal forma de representar la tendencia hidrológica del último registro*”, carece de sentido en la simulación por lo que debería ser eliminado.
- Disponibilidad. La NCC-02 indica que en la simulación se deberán considerar los coeficientes de disponibilidad conforme se determinan en la Norma. En tal caso podría haber una contradicción ya que la base de datos de la Programación de Largo Plazo considera los mantenimientos y la indisponibilidad forzada por separado. La norma debería indicar claramente que la potencia de las unidades generadoras y la disponibilidad de las mismas, consideradas en los modelos de Programación de Largo Plazo, deben ser tales que en ningún bloque la producción de una central resulte mayor que el producto de la PPI por el coefdispi en base a los cuales se determina la OFi.
- Bloques horarios: Dado que para determinar la energía firme (EFi) se utiliza el resultado de la producción mensual de la central hidroeléctrica carece de sentido práctico incluir en la simulación un bloque horario de 1 h de duración.

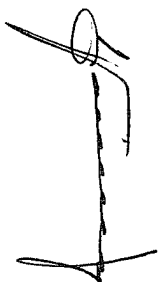
Afectación: Transparencia del MM

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

=====

Obs. #11: NCC - 02. Oferta Firme Eficiente



La Oferta Firme de las centrales hidroeléctricas determinada conforme los criterios indicados en la NCC-02, da como resultado que se maximice la misma siendo que toda la energía generada en un mes se asigna al cubrimiento de la demanda de punta (4hs por día). Esto puede generar una distorsión significativa en el MM toda vez que cuanto mayor sea la OFE total correspondiente a unidades que generan en base a recursos renovables menor será la OFE reconocida a unidades de generación térmica convencional.

A modo de ejemplo, en un caso extremo, la metodología de cálculo de la OFEi podría llegar a asignar a unidades de generación en base a recursos renovables la totalidad de la Demanda Firme. En tal caso parecería que sería posible abastecer la demanda sólo con producción de las centrales que utilizan recursos renovables, al menos con un 95% de probabilidad. Sin embargo esto no es cierto ya que la EFi de dichas centrales no podría abastecer todo el requerimiento de energía de la demanda, requiriéndose por lo tanto el despacho de unidades térmicas convencionales para el abastecimiento de la demanda aún cuando no se les hubiese asignado OFEi.

Cabe aclarar que si este caso extremo se considera dentro de los causales indicados en el punto 2.2.2 de la NCC-02 y por lo tanto se asigna también a dicha generación térmica convencional OFE se estaría igual introduciendo una distorsión en el MM ya que se produce un exceso de OFE que tiende a reducir el precio a los que se venden los desvíos de potencia, afectando esto la remuneración de las centrales, desalentando inversiones e incrementando el costo de abastecimiento de la demanda.

Por los motivos antes indicados se recomienda sea revisado el método de determinación de la OFi de las centrales hidroeléctricas a los fines de representar en forma adecuada la forma en que es abastecida la demanda máxima en el periodo de máximo requerimiento térmico.

Se debe además aclarar en la NCC-02:

- La forma en que se determina la OFEi de los generadores requeridos por restricciones operativas o para cumplir con los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio.
- La forma en que se apila la OFi de generación en base a recursos renovables.

Afectación: Transparencia del MM. Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====

Obs. #12: NCC - 03. Precio de Referencia de la Potencia

Siendo el PREFP una señal económica importante para la expansión del parque de generación, se deberían establecer procedimientos para su determinación lo más transparentes posibles, de forma tal que inversores en nueva capacidad de generación puedan anticipar con razonable exactitud su valor a largo plazo.

La situación actual dista de esta condición ya que el AMM no propone actualizaciones de dicho valor y la CNEE viene manteniendo el mismo valor aún cuando los costos de inversión y condiciones de los mercados han tenido cambios significativos en los últimos años.

Esto hace que la definición del PREFP de la NCC-03 carezca de sentido práctico afectando la transparencia del MM. En realidad el PREFP se ha convertido en un precio regulado y no en una señal económica.



Se debería incluir en la NCC-03 mayores detalles para el cálculo del PREFP. A modo de ejemplo se podría indicar las fuentes de información que utilizará el AMM para determinar costos de inversión y se podría dar un rango de potencias para las unidades generadoras a seleccionar de forma tal de seleccionar aquella que permita cumplir con la condición de mínimo costo.

En tal sentido sería conveniente seleccionar para el cálculo de la PREFP la unidad de generación que de cómo resultado el mínimo costo total, suma de costos de inversión, de OyM y de combustible. A tal efecto se debería indicar en la norma el factor de despacho a considerar para la evaluación de costos y la referencia de precios de combustible. Una vez seleccionada la unidad de generación de menor costo total, el PREFP se determinaría considerando únicamente los costos fijos (inversión, OyM).

La NCC-03 debería aclarar el concepto de traslado a que se hace referencia en el punto 3.6.2 o bien eliminar el párrafo si no tiene uso alguno.

Afectación: Transparencia del MM. Costo de abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====

Obs. #13: NCC - 03. Desvíos de Potencia

La determinación de los desvíos de potencia a nivel diario para los Participantes Productores convierte al mercado de potencia en un mercado de corto plazo en donde cantidades y precios son variables cada día en función de la disponibilidad de las unidades generadoras, de la demanda máxima en horas de punta y de la demanda efectivamente contratada. El precio para los desvíos positivos es variable ya que depende de los desvíos negativos y del excedente entre la Potencia Disponible Total y la Potencia Contratada Total. El precio promedio del Desvío de Potencia Positivo en 2009 fue de 2.94 US\$/kW-mes lo que implica 1/3 del PREFP.

Este criterio de remuneración implica una socialización de los excedentes que afecta por igual a todas las unidades generadoras independientemente de su eficiencia en la producción de energía.

Siendo que para determinar la OFE se considera en forma prioritaria la generación en base a recursos renovables, esto implica que la generación térmica eficiente tendrá mayores excedentes de OFD respecto de sus contratos y por lo tanto menores ingresos por potencia. Si además la generación térmica incluye unidades de arranque lento esto implica que posiblemente vean sensiblemente reducidos sus ingresos por potencia.

Se recomienda analizar estos aspectos ya que para la expansión del parque de generación una alternativa importante es en base a generación térmica eficiente (motores de combustión interna, unidades TV a carbón, unidades CC a LNG). Si estas unidades no reciben una remuneración por potencia o bien esta se ve reducida por la forma en que se determinan los desvíos puede resultar que se incremente el costo marginal del sistema en el largo plazo ya que este tiene que convalidar los costos de desarrollo de dichas tecnologías considerando una menor remuneración por potencia. Esto implica un mayor costo de abastecimiento de la demanda toda vez que se incrementa el costo marginal del sistema y no se reduce los pagos que realiza la demanda por potencia.

Se recomienda también analizar la conveniencia de reducir los requerimientos de contratación de DF de los Participantes Grandes Usuarios interrumpibles. La existencia de estos usuarios aporta a la seguridad del sistema ya que permite un rápido balance de la oferta y la demanda en condiciones de escasez. El criterio actual



de remuneración de la demanda interrumpible indicado en la NCC-08 consistente en valorizar la energía interrumpida al precio ofertado por el gran usuario interrumpible con un tope igual al primer escalón del costo de falla. Este criterio puede resultar en una señal económica insuficiente ya que el Gran Usuario si bien recibe una remuneración por este servicio complementario, muy posiblemente dicha remuneración sólo cubra sus propios costos por reducir su producción. Esto no incentiva su participación en este servicio complementario, afectando con ello la seguridad del sistema y obligando a incrementar las inversiones en nueva capacidad de generación por un menor factor de carga de la demanda.

Afectación: Transparencia del MM. Costo de abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====
Obs. #14: NCC - 08 Reserva de Generación

Las Reservas Operativas garantizan una operación confiable del sistema eléctrico permitiendo seguir las variaciones de carga y amortiguar los efectos de la salida intempestiva de generación.

La RRR de generación, para que resulte más eficiente desde el punto de vista del control de la frecuencia, debe sea asignada al conjunto de generadores lo cual necesariamente producirá sobrecostos operativos, porque la energía en reserva de unidades eficientes es abastecida con energía generada por unidades necesariamente menos eficientes, produciendo esto un incremento en los costos marginales del sistema y por lo tanto en el costo de abastecimiento de la demanda.

Pero no tener reserva implica también un costo para la demanda, toda vez que esto afecta la calidad de servicio y llegado el caso, la falta de ella puede originar cortes de carga.

Hay por lo tanto implícita una relación beneficio costo asociada a la reserva. Cuanto mayor es la reserva, mayor será el costo de la misma para la demanda y mejor será la calidad de servicio. Viceversa un bajo nivel de reservas reduce el costo de abastecimiento pero también reduce la calidad de servicio. Algo similar puede ser aplicado para la RRO y la RRA, y por lo tanto resulta conceptualmente válido para toda la reserva.

El nivel de reserva hay que determinarlo por lo tanto con estudios de operación del sistema eléctrico en donde se evalúe las variaciones en los costos de abastecimiento y en la ENS probable para diferentes valores de reserva y con ello determinar un valor óptimo de la misma.

Las NCC-08 y NCO-04 tratan el tema de las reservas sin indicar procedimientos y/o responsabilidades para su determinación de forma tal de cumplir con los lineamientos de la LGE y lograr un abastecimiento de mínimo costo. Las reservas óptimas deberían ser determinadas en la Programación de Largo Plazo y luego los valores resultantes ser aplicados en las otras etapas de programación.

Afectación: Seguridad de abastecimiento. Costo de abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM



=====

Obs. #15: NCC - 08 Suministro de Potencia Reactiva para control de tensión

Un adecuado control de tensiones en el sistema de transmisión requiera la disponibilidad de fuentes de potencia reactiva (capacitiva / inductiva) distribuidas en todo el sistema de transmisión. Los aportes de reactivo que se hacen en una zona del sistema tienen efectos significativos sólo en nodos vecinos al punto de aporte.

Por tal motivo lo indicado por la norma respecto a las obligaciones de los Participantes puede resultar insuficiente para un adecuado control de tensión siendo necesarias, en algunos casos, otras medidas de control como la generación forzada y/o el corte de carga.

Se debería diferenciar los criterios de asignación de sobrecostos por generación forzada asociados al problema de control de tensión, que se generan por incumplimiento de los Participantes Productores y Consumidores, de los sobrecostos que se generan por problemas asociados a la planificación de la transmisión.

Afectación: Seguridad de abastecimiento. Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====

Obs. #16: NCC – 10. Importación / Exportación


Los mecanismos regulados para realizar importación deberían promover una efectiva integración entre el MM de Guatemala y el resto de los MM de los países de la región de forma de promover la eficiencia en la gestión de los mismos y aprovechar los beneficios de escala que resultan de la integración de mercados.

Si bien los mecanismos indicados en la NCC-10 para realizar importación / exportación plantean condiciones simétricas para la demanda y generación, en la práctica esto puede no ser efectivamente así.

Los distribuidores y generadores del MM de Guatemala pueden tener muy diferentes visiones sobre las ventajas y desventajas de una efectiva integración de los mercados. Los generadores pueden ser muy activos buscando exportar energía ya que esto incrementa la demanda y tendrá, al menos en el corto y mediano plazo, un efecto que puede tender a incrementar los precios de la energía. El mecanismo de gradualidad previsto en la norma puede atemperar estos efectos pero a cambio de introducir restricciones en el proceso de integración.

Por su parte los distribuidores de Guatemala pueden tener menores incentivos a importar energía si por último los beneficios de la importación son trasladados a los consumidores finales.

Una alternativa que se propone sea analizada para evitar ambos problemas consiste en habilitar al AMM a que compre energía económica de otros mercados para abastecer demanda de usuarios regulados de las distribuidoras ya sea vía contratos o vía intercambios de oportunidad. Toda vez que el precio de energía del nodo del MER perteneciente a Guatemala resulte menor que el POE previsto en el predespacho, el AMM podría realizar una oferta de importación en nombre de los cliente regulados de las empresas distribuidoras para compra de energía de oportunidad, lo cual tenderá a





reducir el POE dando como resultado una efectiva competencia y optimización de los intercambios regionales y del mercado nacional.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

4.2. Evaluación de la Programación de Largo Plazo (PLP) 2009-2010

Obs. #17: Base de Datos

El AMM no utiliza el procedimiento establecido en la NCC – 1 para proyectar la demanda. En su lugar determina la demanda con un modelo de proyección propio. No se indica en la PLP si el AMM verificó que la demanda proyectada resulte compatible con la informada por los Participantes del MM.

Se indica que la serie de tiempo se inicia en 1990 debido a que se dispone de información histórica desde esta fecha. Se entiende que esto no es correcto dado que en la PLP correspondiente al año estacional 2008-2009 se utilizó una serie de tiempo que se inicia en 1971 y por lo tanto los datos están disponibles desde este último año.

Dado que se utilizan dos modelos diferentes para proyectar energía y potencia esto no garantiza que el factor de carga (FC) resultante sea razonable. Se destaca que el valor de FC proyectado (0.631) resulta significativamente mayor al real del año 2009 el cual fue de 0.589.

La PLP no hace referencia alguna a la proyección de Demanda Firme, Demanda Máxima Proyectada requeridas para las transacciones de potencia.

La PLP no incluye los valores históricos considerados de demanda y PIB por lo que no resulta posible verificar los resultados de las proyecciones.

El modelo planteado no permite evaluar la elasticidad de la demanda al PIB aspecto que se considera relevante, ya que el valor de elasticidad resultante es posible compararlo con otras referencias y así detectar eventuales problemas de ajuste del modelo.

En la PLP no se indican los valores de costos de combustible considerados para las unidades de generación que utilizan otros tipos de combustible diferentes al Fuel Oil #6.

La Base De Datos del SDDP tampoco indica los precios de combustibles utilizados. En su lugar se indica un costo variable de producción (USD/MWh) sin diferenciar los componentes del mismo (combustible, OyM) ni la eficiencia térmica de las unidades de generación.

Se observa que en su gran mayoría las unidades térmicas simuladas en la PLP presentan un mismo patrón de variación de costos variables. Esto no parecería corresponder a una situación real siendo que las unidades de generación tienen características técnicas diferentes (eficiencia, costos de OyM), y además diferentes costos de combustible, por lo que sería de esperar que se observen variaciones, en algunos casos significativas, en los patrones de variación de costos variables de producción.

No resulta transparente la gestión del AMM en relación con los valores indicados de costos variables de producción de las unidades térmicas en la PLP ya que no se

presenta información que permita verificar las hipótesis asumidas de costos de combustible, eficiencia y costos de OyM de las unidades térmicas. Los aspectos antes indicados son críticos ya que afectan la programación de los recursos energéticos y el valor del agua de las centrales hidráulicas.

Se observa que el AMM no ha considerado en la simulación con el SDDP los valores de costo de falla establecidos en la NCC-04. Las diferencias no son relevantes a los fines de la optimización de los recursos de generación, pero pueden afectar el valor del agua en el caso que el sistema evolucione hacia una situación de déficit.

Los valores adoptados por el AMM de nivel inicial de los embalses parecerían ser una aproximación a la realidad que no afectará los resultados sólo si el volumen útil de los embalses no permite la optimización de los recursos en el periodo anual evaluado.

Afectación: Costo de abastecimiento. Seguridad de abastecimiento. Transparencia del MM

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

=====

Obs. #18: Resultados Obtenidos

Los resultados presentados por el AMM correspondientes a la PLP resultan incompletos respecto a los requerimientos de la NCC-01.

Faltan los siguientes resultados:

- 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;

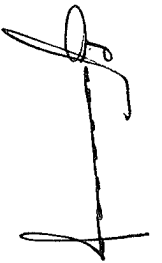
Respecto a las recomendaciones de auditorías previas faltan además:

- d) Análisis de sensibilidad a precios de combustible;
- e) Proyección de la demanda firme a largo plazo;

Como comentario general se observa que el informe correspondiente a la PLP del año estacional 2009-10 mantiene la misma forma y estructura que el correspondiente informe del año estacional previo.

Respecto a la base de datos utilizada para realizar la PLP surgen las siguientes observaciones:

- Para proyectar la demanda el AMM no utiliza el procedimiento establecido en la NCC – 1
- La proyección de la demanda no se realiza por sectores de consumo.
- Se limitó al año 1990 la serie de tiempo de demanda y PBI, aún cuando el AMM disponía de información desde 1971.
- No se garantiza un valor razonable de factor de carga de la demanda dado que se utilizan dos modelos diferentes para proyectar energía y potencia.
- No se indican valores de demanda correspondientes a cada mes y cada nodo del sistema de transmisión.
- La PLP no hace referencia alguna a la proyección de Demanda Firme, Demanda Máxima Proyectada requeridas para las transacciones de potencia.
- No se incluyen los valores históricos considerados de demanda y PIB por lo que no resulta posible verificar los resultados de las proyecciones.



- El modelo planteado para la proyección de la demanda no permite evaluar la elasticidad de la demanda al PIB.
- No se indican los valores de costos de combustible considerados para las unidades de generación que utilizan otros tipos de combustible diferentes al Fuel Oil #6.
- No se indican los costos de OyM ni la eficiencia térmica de las unidades de generación por lo que no se pueden verificar la razonabilidad de los costos variables de las unidades térmicas
- La gran mayoría las unidades térmicas presentan el mismo patrón de variación de costos variables en el periodo que abarca la PLP aún cuando por las características técnicas de las unidades generadoras (eficiencia, costos de OyM) y costos de combustible deberían ser diferentes.
- El AMM no ha considerado en la simulación con el SDDP los valores de costo de falla establecidos en la NCC-04.
- Los valores adoptados por el AMM de nivel inicial de los embalses, parecerían ser una aproximación a la realidad que no afectará los resultados, sólo si el volumen útil de los embalses no permite la optimización de los recursos en el periodo anual evaluado.

Afectación: Costo de abastecimiento. Seguridad de abastecimiento. Transparencia del MM

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se observa que las modificaciones realizadas en las Normas de Coordinación en septiembre de 2007 han dado respuesta a muchas de las observaciones de las Auditorías Previas.

Se considera sin embargo que son necesarias nuevas modificaciones a los efectos de cumplir con lo establecido en la LGE en relación a promover una operación segura a mínimo costo y permitir al mismo tiempo, una operación del MM transparente que promueva inversiones en el segmento generación.

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

El Objetivo General de la Auditoría es realizar una evaluación integral del desempeño, desarrollo y comportamiento del Mercado Mayorista, sus Participantes y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), así como, el cumplimiento del marco regulatorio vigente, a partir de lo cual se pueda verificar que en la implementación de las reformas normativas en la operación del Mercado Mayorista se esté cumpliendo con los siguientes principios regulatorios:

- La eficiencia en la operación del sistema por parte del AMM, asegurando que la misma se realiza a mínimo costo según lo establecido en el Reglamento del AMM y las Normas de Coordinación.
- La equidad evitando la existencia de prácticas abusivas o discriminatorias según lo

establecido por el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad y Artículo 13 del Reglamento del AMM.

- La libre competencia según lo establecido por el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad.
- La seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica según lo establecido por el Artículo 44 de la Ley General de Electricidad inciso "c".
- El cumplimiento de las funciones y obligaciones del AMM, de los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista según lo establecido en la normativa vigente.
- El Acceso a la Información, de conformidad con los artículos 6 y 12 del Reglamento del AMM.

De los análisis realizados en relación con las modificaciones en las Normas de Coordinación realizadas en 2007 y de la Programación de Largo Plazo 2009-2010 se destacan los siguientes aspectos que se recomienda sean evaluados y corregidos:

1. Seguridad y calidad del abastecimiento

- i. Realizar una estimación de la Demanda Firme del sistema para los próximos 8 años.
- ii. Definir con precisión los conceptos mantenimiento mayor, menor, de emergencia, predictivo, preventivo
- iii. Establecer claramente el procedimiento que debe seguir el AMM para optimización de mantenimientos de forma tal de garantizar una operación segura, de mínimo costo y protegiendo el equipamiento de generación y transmisión.
- iv. Establecer algún tipo de penalidad económica si el Participante no cumple con el programa de mantenimiento acordado en la PLP, por ej. afectando su Oferta Firme.
- v. Definir el nivel de reserva óptima por medio de estudios de operación del sistema eléctrico en donde se evalúe las variaciones en los costos de abastecimiento y en la ENS probable para diferentes valores de reserva y con ello determinar un valor óptimo de la misma.
- vi. Adecuar las bases de datos de simulación de la PLP para que resulte transparente la gestión del AMM y se garantice una operación segura y de mínimo costo
- vii. Presentar los resultados de la PLP indicados en la NCC-01 y los recomendados en auditorías previas

2. Cálculo de precios. Costo de abastecimiento

- i. Revisar la metodología de cálculo de la Demanda Firme Efectivamente Contratada de forma tal de evitar sobrecostos para los Participantes Consumidores.
- ii. Definir de costo marginal como el costo de producción de la unidad térmica de mayor costo despachada en régimen permanente.
- iii. Determinar el valor del agua de las centrales hidro a partir de los resultados de la programación de Largo Plazo.
- iv. La generación hidro obligada en la semana por el Participante Productor o por características del embalse, debe tener un costo operativo igual a su costo de OyM variable.
- v. Incluir en el despacho y el POE sólo la parte variable de los costos de OyM

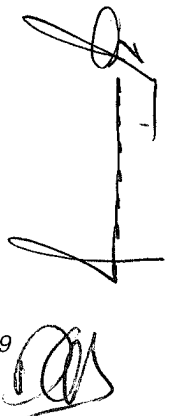
- vi. Asignar los sobrecostos por restricciones en el sistema de transmisión a la demanda.
- vii. Incluir la convocatoria a la demanda interrumpible toda vez que el costo marginal sea menor al precio ofertado por el Gran Usuario

3. Transparencia del MM

- i. Realice estudios que permitan al AMM verificar la razonabilidad de la fórmula indicada por los generadores para determinar los costos variables de producción de las unidades térmicas. En ausencia de una indicación al respecto, el AMM podrá utilizar los resultados de dichos estudios para definir un costo variable razonable a los efectos de la programación de la operación.
- ii. Realizar un seguimiento de los sobrecostos identificando su origen en forma precisa particularmente si se trata del sistema de transmisión.
- iii. Realizar un seguimiento de las pérdidas a los efectos de verificar la razonabilidad de las mismas y que estas se correspondan con aspectos netamente técnicos.
- iv. Aclarar la forma en que se determinan los Factores de Pérdidas. Habría que indicar el despacho de generación a partir del cual se determinan los Factores de Pérdidas.
- v. Determinar el cargo por pérdidas asociados a los contratos que deben abonar los PM consumidores utilizando el Factor de Pérdida promedio a que se hace referencia el punto 7.2.3 de la NCC-07.
- vi. Modificar la forma en que se determinan los cargos por pérdidas asociados a los contratos de energía considerando que los intercambios del contrato se producen en un nodo decidido por las partes.
- vii. Incluir aclaraciones en la NCC-02 respecto a la forma en que se determina la Oferta Firme de las centrales hidráulicas.
- viii. Revisar el método de determinación de la OFi de las centrales hidroeléctricas a los fines de promover eficientes señales económicas que permitan que el sistema se expanda conservando un mix óptimo entre tecnologías.

4. Competitividad del MM

- i. Aclarar la forma en que se determina la OFEi de los generadores requeridos por restricciones operativas y la forma en que se apila la OFi de generación en base a recursos renovables.
- ii. Incluir mayores detalles para el cálculo del PREFP.
- iii. Analizar la conveniencia de habilitar al AMM a que compre energía económica de otros mercados para abastecer demanda de usuarios regulados de las distribuidoras ya sea vía contratos o vía intercambios de oportunidad.



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

**SECCIÓN IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LAS ADECUACIONES NORMATIVAS
PUBLICADAS EN SEPTIEMBRE 2007**

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 SECCIÓN IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS ADECUACIONES NORMATIVAS PUBLICADAS EN SEPTIEMBRE 2007.

2. OBJETIVO

Esta sección de la Auditoría tiene por objetivo evaluar los cambios en las Normas de Coordinación realizados en septiembre de 2007 a los efectos de verificar si se dio respuesta a las observaciones realizadas en las Auditorías Previas y si han quedado aspectos sin ser tratados y que impliquen una afectación al funcionamiento del MM.

Para cumplir con el objetivo antes indicado se verifican los cambios realizados identificando la forma en que éstos fueron implementados, y los efectos y resultados esperados de los cambios cuando estos se entiende que afectan al funcionamiento del MM.

El documento incluye una evaluación de la Programación de Largo Plazo correspondiente al año estacional 2009-2010 en aspectos que hacen a las bases de datos de los modelos de simulación y a los resultados obtenidos verificando si se cumple con lo dispuesto al respecto en la NCC-01 así como con las recomendaciones de las Auditorías Previas.

3. INFORMACIÓN UTILIZADA

A continuación se detalla la información suministrada que resulta de aplicación en el presente documento.

- Normas de Coordinación vigentes y las versiones previas a los cambios realizados en Septiembre 2007
- Bases de Datos de la Programación de Largo Plazo correspondientes a los años estacionales 2008-2009 y 2009-2010

4. ANÁLISIS DE LAS MODIFICACIONES REGULATORIAS

4.1. NORMAS DE COORDINACIÓN COMERCIAL

4.1.1. NCC – 03. TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA

Modificaciones realizadas

1. Se precisa y ordena el cálculo de los Desvíos de Potencia diarios de los Participantes Productores, compatibilizándolo con el cálculo de los Desvíos de Potencia mensuales de los Participantes Consumidores.
2. Se define el procedimiento para el cálculo de los Desvíos de Potencia mensuales de los Participantes Consumidores.
3. Se define el procedimiento para la distribución de lo recaudado por Desvíos de Potencia.
4. Se elimina el contenido del cálculo de la Demanda Firme (se trasladó a la NCC-2).

a) Desvíos de los Participantes Productores

El Desvío de Potencia diario de cada Participante Productor (DPP) se determina para cada día como la diferencia entre su Oferta Firme Disponible Total diaria (OFDT) y su Potencia Total Comprometida diaria (PTC):

$$DPP_{id} = OFDT_{id} - PTC_{id}$$

A fin de mes se promedian los desvíos diarios, con signo, de lo cual resulta la transacción de desvíos positivos y negativos de cada mes de los Participantes Productores. A los desvíos positivos así obtenidos se descuenta el promedio de la Oferta Firme Disponible de las unidades “k” de arranque lento que no resultaron generando.

La Oferta Firme Disponible Total de un Participante Productor incluye la Potencia Disponible correspondiente a las unidades que tienen asignada Oferta Firme Eficiente propia más la que hubiese contratado con otros generadores, más Potencia contratada en Contratos de Respaldo y Potencia disponible generada a requerimiento del AMM de las unidades del Participante Productor que no tienen asignada Oferta Firme para cubrir Demanda Firme.

$$OFDT_{id} = \sum_g OFD_{idg} + \sum_{dk} OFD_{idk} + PCR_{id} + PGT_{id}$$

Donde:

OFD_{id} = Oferta Firme Efectiva del Participante Productor “i” en el día “d” de sus unidades Generadoras “g”, que no estén comprometidas para cubrir Contratos de Reserva de Potencia.

OFD_{idk} = Oferta Firme Efectiva contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia.

PCR_{id} = Potencia comprada en Contratos de Respaldo de Potencia por el Participante Productor “i” en el día “d”.

PGT_{id} = Potencia disponible generada o que pueda entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, correspondientes a unidades que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente.

La Oferta Firme Disponible resulta igual al promedio de la Potencia Disponible por la unidad generadora en las horas (H) donde se realiza un reporte de potencia.

$$OFD_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{ihd}}{H}$$

Se definen cuatro reportes diarios de disponibilidad de potencia: 18:00, 19:00, 20:00 y 21:00 horas.

La Potencia Total Comprometida de un Participante Productor incluye todas las formas en que un Participante Productor puede comprometer potencia.

$$PTC_{id} = PF_{id} + PCR_{id} + PE_{id} + PSC_{id}$$

Donde:

PTC_{id} = Potencia Total Comprometida por el Participante Productor "i" en el día "d".

PF_{id} = Potencia comprometida en contratos de abastecimiento por el Participante Productor "i" en el día "d".

PCR_{id} = Potencia comprometida en contratos de respaldo por el Participante Productor "i" en el día "d".

PE_{id} = Potencia utilizada para respaldar exportaciones por el Participante Productor "i" en el día "d".

PSC_{id} = Potencia comprometida en servicios complementarios por el Participante Productor "i" en el día "d", exceptuando los incluidos en la determinación de la Demanda Máxima Proyectada.

b) Desvíos de los Participantes Consumidores

Los Desvíos de Potencia de un Participante Consumidor (DPCjm) se determinan como la diferencia entre los valores mensuales de la Demanda Firme efectivamente contratada (DFECjm) y la Demanda Firme Efectiva (DFEjm). Si su Demanda Firme (DFj) es mayor a su DFEjm y a su DFECjm, se adiciona un desvío de potencia negativo correspondiente a la Demanda Firme no cubierta (DFNCjm):

$$DPC_{jm} = DFEC_{jm} - DFE_{jm}$$

$$DFNC_{jm} = -(DF_j - \text{Máximo}(DFEC_{jm}, DFE_{jm}))$$

La "Demanda Firme efectivamente contratada" es el valor promedio mensual de la potencia contratada diariamente por cada Participante Consumidor.

La "Demanda Firme Efectiva" es la demanda máxima mensual de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador más las pérdidas y reservas necesarias de acuerdo con la Programación de Largo Plazo.

c) Transacción de Desvíos de Potencia

Los desvíos negativos de los Participantes Productores y Consumidores se valorizan al PREFP resultando cargos a dichos Participantes.

El total recaudado por dichos cargos se asigna a cubrir en forma proporcional los desvíos positivos de Participantes Productores y Consumidores resultando créditos a dichos Participantes. Cada Participante con desvío positivo no puede recibir un crédito mayor a valorizar su desvío Positivo al PREFP.

De resultar montos excedentes estos se destinan a reducir los cargos por el servicio complementario de reserva de los Participantes Consumidores. La distribución de este remanente se realizará en forma proporcional al consumo mensual de energía de los Participantes Consumidores en el MM.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Un Participante Consumidor que tenga contratos de abastecimiento que le permitan cubrir su demanda máxima diaria con Oferta Firme Eficiente se entiende que tiene garantizada la seguridad de su abastecimiento. Sin embargo la forma en que se determinan los desvíos de los Participantes Consumidores, puede dar como resultado que dicho Participante Consumidor resulte con un desvío negativo y por lo tanto comprando desvíos.

Esto sucede debido a que para determinar los desvíos de los Participantes Consumidores se promedian las potencias diarias contratadas en el mes, restándose dicho promedio de la demanda máxima mensual.

El problema puede no ser grave dado que en general muy posiblemente los contratos de abastecimiento que hacen los Participantes tengan una duración mínima de un (1) mes y definan una potencia contratada que resulta válida para todos los días del mes, haciendo que la potencia media contratada resulte igual a la potencia contratada en el mes.

Se destaca que la definición de la Demanda Firme Efectivamente Contratada en cada mes por un Participante Consumidor, así como la metodología para su determinación establecida en la NCC 03, no se indica expresamente en el Reglamento del AMM el cual indica que la determinación del desvío de un Participante Consumidor debería hacerse comparando su Demanda Firme Efectiva con su Demanda Firme Efectivamente Contratada durante el año estacional.

RAMM

Artículo 4. Operaciones de Compra y Venta del Mercado Mayorista. (Reformado por el artículo 2, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan a través de:

c) Un Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales. En las Transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la Potencia Firme de los Participantes Productores, valoradas al Precio de Referencia de la Potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones. En las Transacciones mensuales, se liquidan las diferencias entre la Demanda Firme Efectiva de cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador y su **Demanda Firme efectivamente contratada durante el Año Estacional correspondiente.**

Se recomienda revisar la metodología de cálculo de la Demanda Firme Efectivamente Contratada de forma tal de evitar que un Participante Consumidor, que hubiese tenido cubierta su demanda máxima diaria vía contratos de abastecimiento, resulte con un desvío negativo y por lo tanto con cargos por tal concepto.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Menor.

Responsable: AMM



4.1.2. NCC – 04. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA

Modificaciones realizadas

1. Fundamentos y Definiciones
2. Requerimientos de Potencia para el abastecimiento de la demanda
3. Modelación de las Máquinas de Falla
4. Costo Marginal y el POE
5. Disposiciones Transitorias

a) Fundamentos y Definiciones

Se define el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) como el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible.

Se definen los siguientes regímenes de operación para una central que resulte generando en una hora determinada:

- Régimen de Transición: Arranque y Detención.
- Régimen de prueba: Verificación de disponibilidad.
- Régimen forzado: unidades generadoras que fueron convocadas y resulten operando por razones ajenas al Despacho Económico.
- Régimen permanente: toda vez que no se encuentre operando en alguno de los regímenes antes indicados.

El POE se determinará en forma horaria en base a la operación real del sistema, es decir, se determina EX-POST. En cada hora es igual al costo variable de la unidad de mayor costo variable que haya operado en régimen permanente por lo menos quince (15) minutos de esa hora.

No participan en la determinación del POE:

- Las unidades generadoras que se encuentren operando en Régimen de Transición, Régimen de Prueba o Régimen Forzado.
- La exportación / importación de oportunidad hasta que los intercambios de oportunidad en el Mercado Eléctrico Regional reflejen condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista.
- La Máquina de Falla, hasta tanto se cumplan las Disposiciones Transitorias del RAMM.

Se define el nodo de referencia de un Área Desvinculada siendo la barra de mayor voltaje de la subestación de mayor consumo dentro del Área Desvinculada.

b) Requerimientos de potencia para el abastecimiento de la demanda

El despacho de generación utilizado para determinar el POE, debe permitir mantener un nivel de Reserva Rápida que garantice una capacidad de respuesta en caso de contingencias.

c) Determinación del Costo Marginal y el POE

Los Costos Variables de Generación de los Participantes Productores se determinan con la metodología de cálculo establecida en la NCO 1.

d) Disposiciones Transitorias

Para la determinación del cumplimiento de las condiciones económicas equivalentes a las del MM, referentes a la participación de las Exportaciones e Importaciones en la formación del POE (Art. 45 RAMM), se establece que el AMM deberá realizar estudios específicos que tomen en cuenta las siguientes condiciones de equivalencia económica durante un mínimo de un año calendario, referidas únicamente a las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional y el Mercado Mayorista.

- Semejanza entre los precios de los nodos de intercambio y los precios en el Mercado Mayorista.
- Semejanza de los precios del MER y el Mercado Mayorista, que deberá establecerse mediante un análisis estadístico de estas desviaciones, discriminando eventos atípicos.

e) Modelación de las Máquinas de Falla

El déficit se modela en escalones simulando máquinas térmicas ficticias adicionales denominadas Máquinas de Falla.

Existirán tantas máquinas de falla como escalones de déficit se consideren, cada escalón de déficit corresponderá a una máquina de falla.

Cada Máquina de Falla se modela con una potencia máxima.

La última Máquina de Falla tiene una potencia infinita.

De resultar una o más Máquinas Falla despachadas, se calculará su potencia disponible en reserva, considerando como potencia operada, la potencia máxima del escalón de déficit para esa hora.

Las Máquinas de Falla que representan a los escalones de déficit se modelan con un costo operativo correspondiente al costo de falla que representan.

La última Máquina de Falla tiene como costo el Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

Se adopta un CENS igual a 10 (diez) veces el cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en Baja Tensión sin cargo por demanda de la Ciudad de Guatemala.

Se considerarán los siguientes costos operativos correspondientes a cada escalón de falla, en tanto la CNEE no defina nuevos escalones para los costos operativos:

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla en % del valor del CENS
0% < RD ≤ 2%	16% * CENS
2% < RD ≤ 5%	20% * CENS
5% < RD ≤ 10%	24% * CENS
RD > 10%	100% * CENS

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

La determinación del POE resulta confusa. Por una parte se dice que es el costo marginal de generación. Por otra parte se dice que es el costo variable de la unidad generadora de mayor costo variable, en el nodo de referencia, que está operando en régimen permanente. A esto se suma el hecho de que una central hidráulica tiene un costo variable esencialmente igual a su costo de OyM variable y se define para su optimización un valor de agua que no puede ser referido a ningún nodo específico del sistema de transmisión.

Por otra parte si se admite que el valor del agua determine el POE, se puede dar la situación que el valor del agua sea igual costo de falla. Esto sucede cuando el embalse está en su mínimo técnico. Esto contradice lo indicado en el artículo 9 del RAMM.

RAMM

TÍTULO IV. CAPÍTULO ÚNICO. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 9.- Disposiciones iniciales. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Al iniciar el funcionamiento y coordinación del Mercado Mayorista, se aplicarán las siguientes disposiciones:

b) No se tendrá en cuenta a la Máquina de Falla en el cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía A propuesta de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Ministerio determinará el momento propicio para implementar gradualmente las normas de Oferta Firme Eficiente y la consideración de Máquina de Falla en el cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía.

A los efectos de aclarar estos conceptos, en el Informe III de la Presente Auditoría se adjunto como ANEXO I una descripción detallada del problema y se propuso una nueva definición del costo marginal del sistema la cual se reproduce a continuación:

Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora: es la reducción de costos presentes en que incurre el Sistema Eléctrico si se reduce un kilovatio-hora (kWh) la energía abastecida a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras térmicas, en el Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios.

Se recomienda que el AMM corrija la NCC 04 incluyendo la definición de costo marginal antes indicada.

Afectación: Costo de abastecimiento

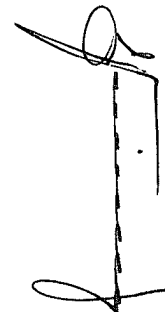
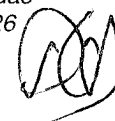
Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

4.1.3. NCC – 05. SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS

Modificaciones realizadas

1. Se eliminan las referencias al Contrato de potencia con energía asociada.
2. Costo Operativo.
3. Generación Forzada:
 - Origen de la Generación Forzada.
 - Pago de sobrecostos por Generación Forzada.

a) Referencias al Contrato de potencia con energía asociada

Los contratos son considerados como financieros, es decir sus precios de la energía no participan en la determinación del POE, con excepción de los contratos del artículo 40 del RAMM, para los cuales el costo operativo será igual al precio de la energía del respectivo contrato declarado por la parte compradora.

b) Costo Operativo

Se define que el costo operativo de una máquina hidráulica será igual al valor del agua calculado por el AMM.

Se establece que para una central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, que se encuentre en situación de vertimiento, el costo variable de generación será igual al costo de operación y mantenimiento.

Para las centrales hidroeléctricas de pasada se considera que el costo operativo es el costo variable de generación, el cual es igual al costo de operación y mantenimiento.

Para las unidades generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, se considera que el costo operativo es el costo variable de generación, el cual como mínimo, debe ser igual al costo de operación y mantenimiento.

c) Generación Forzada

La operación en régimen forzado de una o más unidades generadoras se puede deber a la ocurrencia de uno o más de los siguientes motivos:

- Garantizar el suministro del SNI por efecto de las restricciones asociadas a causas técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte así como por cláusulas de compra mínima de energía de los Contratos Existentes (RAMM, Art. 1)
- Para alcanzar los criterios de desempeño mínimo definidos en la NCO 4.
- Por falta de reserva de potencia reactiva o inadecuado nivel de tensión
- Restricciones de arranque y parada, o régimen de transición asociadas al despacho económico, según lo establecido en la NCO 4.
- Para dar cumplimiento a las estipulaciones de los contratos a que se refiere el Artículo 40 del RAMM.
- Por requerimiento propio de los Participantes, que sean aceptados por el AMM.
- Por la generación de unidades generadoras requeridas para mantener Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida.
- Por requerimientos de seguridad adicional necesaria ante la ocurrencia de eventos especiales a requerimiento del Ministerio de Energía y Minas.
- Por ofertas de importación a requerimiento del Mercado Mayorista.
- Por exportación e importación de oportunidad en tanto los intercambios no reflejen condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista.

Los sobrecostos por generación forzada se asignan con los siguientes criterios:

- Requerimiento del AMM: son pagados por los Participantes Consumidores en función de sus compras de energía horaria.
- Desempeño mínimo del Sistema de Transmisión Principal, son pagados por los Participantes Productores, excepto aquellas unidades que sean forzadas por esa limitación, en proporción a la energía entregada al sistema, en la hora en que se produce la Generación Forzada. Para los Participantes Productores con contratos

que entregan la energía vendida en el nodo de la central, dichos cargos serán asignados al Participante Consumidor respectivo.

- Desempeño mínimo del los sistemas de transmisión secundarios: son pagados por los Participantes responsables del cargo por peaje del sistema de transporte secundario correspondiente. Para los Participantes Productores con contratos que entregan la energía vendida en el nodo de la central, dichos cargos serán asignados al Participante Consumidor respectivo
- Generación Forzada por condiciones de arranque y parada, o régimen de transición de unidades generadoras: son pagados por los Participantes Consumidores en proporción a su demanda total, descontada la demanda abastecida por Generación Forzada debido a condiciones de compra mínima de energía obligada de los Contratos a los que se refiere el Artículo 40 del Reglamento del AMM.
- Contratos del artículo 40 del RAMM: son pagados por los Participantes Consumidores compradores de los respectivos contratos.
- Requerimientos propios de los Participantes Productores o Participantes Consumidores: son pagados por tales Participantes.
- Reserva Rodante Operativa, Reserva Rápida: son pagados por los Participantes Consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha Generación Forzada.
- Requerimientos de seguridad adicional ante la ocurrencia de eventos especiales: son pagados por los Participantes Consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora en que se produce el forzamiento.
- Inflexibilidad de ofertas de importación de oportunidad: son pagados por los compradores en el Mercado de Oportunidad en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce el forzamiento. Si estos sobrecostos son provenientes de contratos firmes, entonces serán pagados por el participante nacional que sea la parte compradora.
- Intercambios de exportación de oportunidad: son pagados por los exportadores en proporción a su energía exportada en la hora que se produce la generación forzada (mientras no existan condiciones económicas equivalentes a las del MM).
- Intercambios de importación de oportunidad: son pagados por los compradores en el Mercado de Oportunidad en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce la Generación Forzada (mientras no existan condiciones económicas equivalentes a las del MM).

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Se considera incorrecta / confusa la definición dada de costo operativo de una central hidráulica.

El costo operativo de toda generación hidráulica cuyo despacho resulte impuesto por restricciones al proceso de optimización debe ser siempre igual a su Costo de Variable de OyM. En tales condiciones se encuentran todas las centrales donde la energía semanal esta impuesta, ya sea por indicación del Participante Productor, o porque las características de su embalse hacen que no sea posible almacenar agua para su uso futuro o porque se encuentren en condición de vertimiento en la programación semanal.

Para una central con capacidad de embalse que le permita almacenar agua para su uso futuro, y no exista indicación de generación semanal por parte del Participante Productor, el costo operativo debería ser igual al Valor del Agua determinado por el AMM a partir de la Programación de Largo Plazo.

Se debe aclarar que el Valor de Agua así determinado corresponde al nodo de referencia

Se hace notar que los costos de OyM tienen siempre una componente fija y otra variable. La Norma debe correspondientemente establecer claramente que los costos de OyM a considerar son los variables.

Se recomienda corregir en la NCC 5 las definiciones de costos operativos de conformidad a lo antes indicado.

La NCC 5 indica que los sobrecostos por restricciones en el sistema de transmisión son asignados a los generadores con excepción del generador cuyo despacho está forzado. En tal sentido, tal como se indicó en el Informe de la Sección III de la presente auditoría, se recomienda que dichos sobrecostos sean asignados a la demanda.

Se recomienda que la NCC 5 indique expresamente que el AMM debe realizar un seguimiento de los sobrecostos identificando su origen en forma precisa particularmente si se trata del sistema de transmisión.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

4.1.4. NCC – 08. CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Modificaciones realizadas

La remuneración de un Gran Usuario asociada a la prestación del servicio de Demanda Interrumpible, será igual a la multiplicación del precio ofrecido para el bloque de Demanda Interrumpible por la estimación de energía interrumpida. El costo resultante será abonado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su compra de energía en el Mercado de Oportunidad en cada hora en que se requirió dicho servicio.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

La demanda interrumpible afecta el costo marginal del sistema toda vez que la aceptación por parte del AMM de una cierta cantidad de demanda interrumpible implica que se reduzca el despacho de generación y correspondientemente el costo presente del sistema.

En tal sentido se sugiere se evalúen las condiciones de competencia existentes en la prestación de este servicio de forma tal de que el precio ofertado por la prestación del servicio pueda ser considerado en la determinación del POE y en la optimización de la operación económica del sistema.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

4.1.5. NCC – 10. EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Modificaciones realizadas

1. Se incorporan o se modifican definiciones en la Norma.
2. Se establece que las transacciones de exportación e importación pueden realizarse entre Participantes del MM y otro país al que el SNI esté interconectado y que sea diferente a los pertenecientes al MER.
3. Se define quien puede ser Exportador o Importador de los Participantes del MM.

4. Los tipos de transacciones de importación y exportación que pueden ser realizadas por los Participantes del MM según corresponda.
5. Se establece que las Transacciones Internacionales pueden realizarse a través de Contratos Firmes.

Las transacciones de exportación e importación pueden ser realizadas entre Participantes del MM de Guatemala y de otro país al cual el SNI esté físicamente interconectado (países del MER u otros países).

Un Importador puede ser:

- Un Distribuidor, que importa a través de contratos firme según bases de licitación aprobadas por la CNEE.
- Un Generador, que importa para respaldo de sus contratos de venta.
- Un Comercializador, que importa para su comercialización en el MM.
- Un Gran Usuario Participante, que importa para su consumo por medio de contratos.

Un Exportador puede ser:

- Un Generador o Comercializador que realiza transacciones de exportación de corto plazo.
- Un Generador o Comercializador, que realiza transacciones de exportación por medio de contratos firmes.
- Un Distribuidor que realiza transacciones de exportación cuando resulta con excedentes de potencia y energía, derivado de sus contratos.

Se establecen los siguientes tipos de transacciones de exportación e importación:

- a) Transacciones de corto plazo: Son transacciones de importación y exportación realizadas a través de Contratos No firmes y transacciones de oportunidad de energía.
- b) Transacciones Firmes: Son transacciones de importación y exportación de largo plazo realizadas a través de Contratos Firmes.

Se establece que un Contrato Firme se puede realizar entre un Agente o Gran Usuario Participante y un agente del MER según lo establecidos en el RMER y la normativa vigente y debe tener asociada una Demanda Firme o una Oferta Firme Eficiente que cubra Demanda Firme.

Un Contrato Firme se puede realizar entre un Agente o Gran Usuario Participante y un OS/OM de otro país al que el SNI esté interconectado, según lo establecido en la normativa vigente y tomando en cuenta el acuerdo bilateral aprobado para el efecto.

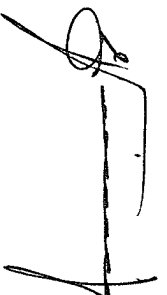
Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Sin comentarios

Afectación: Sin Afectación

Defecto: No aplica.

Responsable: No aplica



4.1.6. NCC – 12. PROCEDIMIENTOS DE LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN

Modificaciones realizadas

La elimina la necesidad de que los Participantes proporcionen información relativa a todas sus compras y ventas de energía y potencia al Mercado Mayorista para el cálculo de la cuota del AMM. Esto se debe a que ahora a tal efecto se valorizan las transacciones de energía de los Participantes al precio de oportunidad de la energía.

La cuota del AMM deberá ser pagada por el Participante al Banco Liquidador a nombre de una de las cuentas del AMM, a más tardar 10 días hábiles después de recibido el Informe de Transacciones Económicas y la factura correspondiente.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Sin comentarios

Afectación: Sin Afectación

Defecto: No aplica.

Responsable: No aplica

4.2. NORMAS DE COORDINACIÓN OPERATIVA

4.2.1. NCO - 01. BASE DE DATOS

Modificaciones realizadas

Se aclara la información que deben presentar al AMM los Grandes Usuarios para la Programación de la Operación y para el caso en que declaren una parte o la totalidad de la su demanda como Demanda Interrumpible.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Sin comentarios

Afectación: Sin Afectación

Defecto: No aplica.

Responsable: No aplica

4.2.2. NCO - 02. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Modificaciones realizadas

Se especifican las obligaciones de los Grandes Usuarios Interrumpibles en relación con la operación en tiempo real:

- Deberán instalar y mantener los equipos que le permitan desconectarla en los plazos previstos, cuando les sea requerido.
- Todos los que estén conectados directamente a las instalaciones de transporte, deberán contar y mantener en operación los equipos de control, maniobra y protección de la subestación en el punto de conexión.
- Deberán instalar un medio de Comunicación directa de respaldo para asegurar la continuidad de la comunicación con el CDC.
- El sistema de control supervisorio en tiempo real de los Grandes Usuarios conectados al sistema de transporte deberá tener una autonomía en la alimentación

no inferior a dos horas de operación normal ante una interrupción del suministro externo.

En forma adicional la NCO 02 aclara que la coordinación de la operación de Generadores conectados a la red de Distribución no será efectuada por el AMM.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Sin comentarios

Afectación: Sin Afectación

Defecto: No aplica.

Responsable: No aplica

4.2.3. **NCO - 03. COORDINACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

Modificaciones realizadas

Se establecen los requisitos técnicos y criterios operativos aplicables a que los Grandes Usuarios Interrumpibles que determinan los casos en los cuales podrá ser requerida la Demanda Interrumpible, así como las condiciones de operación que el Gran Usuario Interrumpible deberá cumplir y la forma en que se realiza la prestación del servicio.

La Demanda Interrumpible será requerida en los siguientes casos:

- Cuando ocurra un disturbio en el que actúa alguno de los esquemas suplementarios de control y que se prevé que antes de un lapso de 30 minutos no será posible restablecer la totalidad de la carga desconectada.
- Si en la programación del despacho diario o en la operación en tiempo real se anticipara una condición de falta de generación para satisfacer la demanda del Mercado Mayorista, mantener los niveles de reserva o que se prevé riesgos de colapso de voltaje o restricciones al suministro derivados de la pérdida de elementos del sistema de transporte.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Los criterios de convocatoria de la demanda interrumpible establecidos en la NCO-03 son aquellos en donde el sistema tiene una alta probabilidad de entrar en falla ya sea por corte de carga o insuficiente reserva para mantener la calidad de servicio.

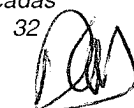
La norma no habilita a convocar la demanda interrumpible como forma de minimizar el costo de abastecimiento de la demanda, es decir a convocar la demanda interrumpible, toda vez que el costo ofertado por el Gran Usuario Interrumpible, para la prestación del servicio complementario sea inferior al costo marginal del sistema.

La forma de operación indicada en la NCO-03 se entiende que no cumple con lo establecido en la LGE, toda vez que es obligación del AMM operar el sistema a mínimo costo, utilizando para ello todos los recursos disponibles entre los que se cuenta la demanda interrumpible de los Grandes Usuarios.

Afectación: Costo de Abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM



5. OTRAS OBSERVACIONES - RECOMENDACIONES

5.1. NCC-01. Costos Variables de Producción de las unidades térmicas

La NCC-01 indica que, como parte de la declaración de datos para la Programación de Largo Plazo, los Participantes Productores deben proporcionar la fórmula para el cálculo de los costos variables de producción de cada unidad térmica. Deja a criterio del generador definir la metodología de cálculo del costo variable sin precisar un lineamiento al respecto.

Si el Participante Productor no proporciona la fórmula correspondiente la NCC-01 indica que:

1.2.3.5 Si el AMM no recibiera la información dentro del plazo establecido, la completará según las siguientes pautas, informando al respectivo Participante, el cual deberá aceptarla:

(a) Datos de los contratos de concesión de centrales hidroeléctricas de capacidad anual, según definición del Anexo 1.2;

(b) Modelos de proyección de la demanda;

(c) Valores de la programación anterior y toda otra información válida.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

El criterio actual definido en la NCC-01 para completar información faltante puede originar importantes errores en el proceso de optimización del despacho de generación toda vez que la fórmula utilizada en la programación anterior puede ser muy diferente a la que hubiese correspondido utilizar para la actual programación en un escenario de fuerte volatilidad de precios de combustibles utilizados por la generación térmica.

El sólo criterio de que el Participante Productor esté obligado a aceptar la fórmula sustituta a su declaración no garantiza que el proceso de optimización resultante sea correcto, lo que va en contra de los principios de la LGE.

Representa además un riesgo económico para el generador toda vez que:

- Los precios de la energía resultantes del despacho de generación pueden ser insuficientes para remunerar los reales costos variables.
- Resultar el generador con una menor competitividad en el MM lo cual reduce su despacho afectando sus ingresos.

La LGE establece que el MM de Guatemala es un mercado basado en costos. Esto implica que se debe tener una razonable confianza de que los costos variables declarados por los generadores reflejen sus reales costos, evitando en lo posible el ejercicio implícito o explícito de poder de mercado por parte de algún Participante. Esto se puede hacer, y existen antecedentes al respecto², vía un procedimiento de auditoría de costos donde el generador debe informar y sustentar con la documentación correspondiente cada ítem de costo, siendo dicha información evaluada por un experto en generación térmica independiente. El dictamen resultante más pruebas de eficiencia térmica que se realicen sobre el equipamiento darán una razonable certeza respecto a la declaración de costos que realiza el generador.

² El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción del MM de El Salvador establece un procedimiento de auditoría de costos a fin de identificar costos variables de OyM y eficiencia de las unidades generadoras.

Se recomienda que el AMM realice estudios que permitan verificar la razonabilidad de la fórmula indicada por los generadores para determinar los costos variables de producción de las unidades térmicas. En ausencia de una indicación al respecto por parte del Participante Productor, el AMM podrá utilizar los resultados de dichos estudios para definir un costo variable razonable a los efectos de la programación de la operación.

Afectación: Costo de Abastecimiento.

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

5.2. NCC-01. Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas. Despacho de la generación hidráulica.

La versión anterior de la NCC-01 establecía que era el generador hidráulico el responsable de la declaración del valor del agua de las centrales con capacidad de regulación.

Por tal motivo, las auditorías anteriores observaron que el establecer métodos sofisticados de ofertas tiene el riesgo implícito que, si el Generador no cuenta con todo el conocimiento, datos y herramientas necesarias, puede equivocarse en su declaración, lo que puede llevar a una ineficiencia en el despacho del sistema y también en algunos casos a perjuicio comercial del Generador. Por este motivo recomendaron que se realicen tareas de capacitación con el objeto que los Generadores hidroeléctricos incrementen su conocimiento sobre cómo declarar en el despacho para lograr la optimización.

Las modificaciones regulatorias de septiembre de 2007 cambiaron la información requerida de los generadores hidráulicos a los efectos de la programación de la operación.

La NCC-01 vigente asigna ahora al AMM la responsabilidad del cálculo del Valor del Agua. Como resultado de la programación de largo plazo debe determinar el Valor del Agua previsto para cada mes del periodo programado, de forma tal que el despacho resultante cumpla con el objetivo de abastecer la demanda al mínimo costo de operación.

La Norma no indica la forma en que el AMM compatibiliza los valores de energía semanal disponible y energía total embalsada informada por el generador para realizar la programación de Largo Plazo y la determinación del Valor del Agua.

Para realizar la programación semanal, la NCC-01 establece que se utilizarán como dato los valores del agua obtenidos por el AMM que se corresponden con la energía semanal disponible que informa el generador. Se reitera que la NCC-01 no indica la metodología a utilizar a tal efecto por el AMM.

La NCC-01 define además los modelos que se deben utilizar para realizar la programación semanal. Al respecto indica que el modelo a utilizar debe poder determinar el valor del agua de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación anual.

Los modelos que se utilizan típicamente para la programación semanal de la operación son modelos cuyo horizonte de programación es una semana con un paso de cálculo horario. En estos programas el valor del agua es un dato y no un resultado como se indica en la NCC-01. Esto es así dado que el valor del agua de una central hidráulica con capacidad de regulación anual es equivalente al costo de reemplazo de la generación térmica en el periodo de regulación de la central y por lo tanto su cálculo no es posible hacerlo simulando la operación de mínimo costo en el horizonte de una semana.

El AMM, tal como se indicó en el informe correspondiente a la Sección II, realizó una interpretación de lo indicado en la NCC-01 que se entiende incorrecta. El AMM determina con el modelo de programación semanal lo que denomina "valor del agua" pero que no

corresponde a lo que conceptualmente se hace referencia con este concepto. Para el AMM el valor del agua de una central hidráulica con capacidad de regulación anual es un resultado de la programación semanal en lugar de un dato que viene de un proceso previo.

Se determina asimilando la central hidráulica a una central térmica con un determinado costo variable de producción (CVP) y con una energía semanal generable. El AMM ajusta el CVP de dicha central, hasta lograr que en competencia por el abastecimiento de la demanda con el resto del parque de generación térmico, se obtenga como resultado la energía semanal informada como disponible por el generador. El CVP así determinado es lo que el AMM asume como valor del agua.

El problema antes indicado es grave, toda vez que esto afecta la optimización de los recursos hidráulicos y la determinación de los precios de la energía en el MM.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

El problema observado tiene su origen en la indeterminación que existe en la NCC-01 respecto a la forma en que se determina el valor del agua que se utiliza para la programación semanal.

En efecto, dicho valor lo debería determinar el AMM como resultado de la Programación de Largo Plazo. La programación semanal debería tomar como dato dicho valor de agua y determinar el despacho de la central para cada día.

Se debería por lo tanto corregir la NCC-01 para que se realice lo antes indicado. En el punto 1.3.4.1 se debería eliminar el párrafo "Para el cálculo del valor del agua, el AMM utilizará el mismo modelo de optimización utilizado para la Programación Semanal"

En cada semana, antes de realizar la programación semanal, el AMM debería realizar una Programación de Largo Plazo utilizando el modelo SDDP para determinar el valor del agua de la semana con la mejor información disponible a la fecha, principalmente en relación con la proyección de la demanda, la disponibilidad de generación y transporte y los precios de combustible. El valor del agua resultante de esta simulación sería el dato que se ingresa al modelo de simulación del despacho semanal para determinar el programa de operación para cada hora de la semana.

Si el Participante Productor declara una energía a ser generada en la semana, esto constituye una restricción al problema de optimización ya que se impone la energía a generar en lugar de ser el resultado de la optimización. En tal situación se recomienda que se considere a la energía informada por el generador como despacho forzado en la semana y por lo tanto no define los precios de la energía en el mercado de oportunidad. El AMM en tal caso debería utilizar el programa NCP para optimizar la energía hidráulica disponible informada por el Participante Productor de forma tal de minimizar el costo de abastecimiento en la semana.

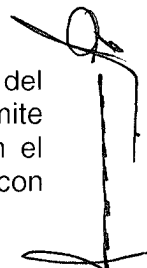
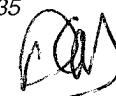
Afectación: Costo de Abastecimiento.

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

5.3. NCC - 02. Demanda Firme.

La Demanda Firme de los Participantes Consumidores es una de las variables claves del MM de Guatemala toda vez que una adecuada proyección de esta variable permite optimizar los recursos energéticos y evaluar la capacidad de generación existente en el sentido de verificar si la misma es suficiente para abastecer la demanda pronosticada con una razonable calidad de servicio.

La Demanda Firme por otra parte tiene efectos comerciales, ya que de acuerdo con las Normas de Coordinación, los Participantes Consumidores deben contratar con generadores el cubrimiento de sus respectivas Demandas Firmes con Oferta Firme Eficiente, siendo este uno de los principales “drivers” para la expansión del parque de generación, de forma tal, que la Oferta Firme acompañe el crecimiento de la demanda, garantizando esto el abastecimiento de la misma.

Es por estas razones que las auditorías previas recomendaban que el AMM hiciera pronósticos de Demanda Firme y presentase un informe indicativo de Demanda Firme.

Las modificaciones en las normas de coordinación de septiembre de 2007 introdujeron una sección específica en la NCC-02 destinada a la determinación de la Demanda Firme. Esta sección no existía en la versión anterior de la NCC-02.

La versión vigente de la NCC-02 establece que el AMM debe proyectar con sus propios modelos la Demanda Máxima Proyectada (DMP) para los periodos correspondientes a la Programación de Largo Plazo, así como el día y hora donde esta ocurre. También debe verificar con sus propios modelos la demanda informada por los Participantes Consumidores y la proporción de esta demanda (Di) que se corresponde con el día y hora en que se prevé se registre la DMP. La Demanda Firme de cada Participante Consumidor se determina a partir de los valores resultantes de DMP y Di. Esto implica que el AMM proyecta y verifica la demanda prevista con un horizonte de 1 año. Resultado de esta proyección presenta en su página web los valores de Demanda Firme de cada Participante Consumidor, tal como se muestra en la figura siguiente:

Demanda Firme de Distribuidores y Grandes Usuarios

Año Estacional 2010-2011

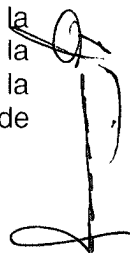
Determinada al 28 de febrero de 2010

ID CONSUMIDOR	NOMBRE DE LA ENTIDAD	DEMANDA FIRME (MW)
DISTRIBUIDORES		
DISDIECO	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.	318,692.8
DISMELO	EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	603,554.7
DISDIEOR	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.	218,455.3

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

La evolución a futuro de la Demanda Firme resulta relevante a los fines de mostrar los requerimientos de nueva capacidad de generación que tiene el sistema a futuro. El desarrollo de nuevos proyectos de generación en general toma varios años entre que se realizan los estudios de factibilidad, se logra el financiamiento de las obras y se construye la central. Por tal motivo resulta relevante mostrar los requerimientos de nueva capacidad de generación con la anticipación requerida para que las decisiones de inversión puedan ser tomadas a tiempo conforme crece la demanda. Indicar únicamente la Demanda Firme del año estacional es insuficiente en tal sentido.

Se recomienda que se incluya en la NCC-01 la obligación de que el AMM como parte de la programación de Largo Plazo presente un informe en donde se realice una estimación de la Demanda Firme del sistema para los próximos 8 años y se comparen estos valores con la Oferta Firme del parque de generación existente, mostrando la evolución del margen de reserva para contratos.



Esta información por otra parte le permitirá a la CNEE tener clara la evolución del sistema en términos de la seguridad de abastecimiento toda vez que si la Demanda Firme prevista no está cubierta con Oferta Firme Eficiente de generadores existentes y/o que estén por entrar en operación, será un claro indicador de que existe riesgo de abastecimiento y que eventualmente son necesarias medidas para mitigar los riesgos que de esto resulta en el abastecimiento de la demanda.

Afectación: Seguridad de Abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

5.4. NCC – 01. Coordinación de Mantenimientos

Los mantenimientos de las unidades generadoras y del sistema de transmisión son actividades necesarias en todo sistema para garantizar una adecuada operación y la calidad del servicio.

En general el mantenimiento de las unidades de generación es programable con suficiente anticipación ya que depende de las horas de marcha equivalentes de la unidad de generación y estas son conocidas con una razonable exactitud con los resultados de la Programación de Largo Plazo.

De acuerdo con la NCC-01 los Participantes deben suministrar al AMM sus programas de mantenimientos mayores. Dicha norma no aclara lo que se entiende por mantenimiento mayor. La única referencia a este concepto se encuentra en el Reglamento del AMM el cual en su artículo 55 define que se trata de toda salida de servicio prevista con una duración mayor a 3 días. Por otra parte, la NCC-02 a los efectos de determinar el coeficiente de disponibilidad para el cálculo de la Oferta Firme, define el concepto Horas de Mantenimiento Programado (HMP)

HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mantenimientos mayores que se incluyan en los programas correspondientes de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 1.

Cabe destacar que la NCC-01 en ningún momento se refiere al concepto mantenimiento menor, por lo que existe un vacío regulatorio en tal sentido, siendo necesario definir este concepto.

El mantenimiento de las unidades de generación y del sistema de transmisión necesita ser coordinado a los efectos de minimizar costos de operación y garantizar la confiabilidad del sistema así como el de cada uno de sus componentes.

A tal efecto, la NCC-01 requiere que los generadores y transportistas informen con 3 meses de anticipación al comienzo del año estacional sus respectivos planes de mantenimientos mayores. Al respecto cabe destacar que la información que proporcione el Participante puede tener importantes diferencias con lo que en definitiva termine sucediendo, toda vez que el Participante no conoce con exactitud los parámetros que definen la necesidad del mantenimiento mayor. Por ej. dado que el mantenimiento mayor de una unidad generadora depende de las horas equivalentes de marcha y estas horas son estimables recién luego de realizar la Programación de Largo Plazo (PLP), es muy difícil que el Participante pueda indicar la fecha del mantenimiento antes de disponer de los resultados de la PLP. Para el caso de equipamiento del sistema de transmisión la oportunidad del mantenimiento mayor es dependiente del mantenimiento predictivo que realice y de los resultados de dichos análisis, lo cual difícilmente conozca con la anticipación que indica la norma. La realización de una programación provisoria por parte del AMM cuyos resultados son compartidos con los Participantes, permite reducir este problema toda vez que sería de esperar que los

Participantes puedan mejorar sus predicciones de mantenimiento mayor con el conocimiento de los resultados de la PLP provisoria.

La NCC-01 asigna al AMM la responsabilidad de coordinación de mantenimientos de forma tal que los planes presentados satisfagan los márgenes de reservas operativas requeridos, tomando en cuenta las proyecciones de demanda ajustada, con costo mínimo para el SNI. De ser necesario para cumplir con lo antes indicado, realizará reuniones con todos los PM cuyos planes deban ser coordinados para llegar a un acuerdo sobre la oportunidad de los mismos. Si no se obtuviera un acuerdo, el AMM elaborará el programa de Mantenimiento Mayor que satisfaga las restricciones mencionadas, el cual deberá ser respetado por todos los Participantes. La norma no indica la forma en que debe proceder el AMM a los fines de obtener un programa de mantenimientos de mínimo costo.

La NCC-01 indica que el PM deberá respetar el programa de mantenimientos que por último establezca el AMM con o sin el consentimiento de Participante. Cabe destacar que esto puede significar un riesgo significativo para el Participante ya que si por una decisión del AMM debe postergar su mantenimiento respecto a la fecha indicada por el fabricante del equipamiento esto puede implicar deterioro del equipamiento y pérdidas de garantías, afectando esto económicamente al Participante involucrado y generando mayor riesgo en el abastecimiento de la demanda.

Para la programación semanal el Participante debe informar los cambios en sus respectivos planes de mantenimiento y el eventual requerimiento de un mantenimiento de emergencia. El AMM verificará que los cambios no comprometan la seguridad de abastecimiento y en caso de ser necesario buscará acordar algún programa que no comprometa la seguridad del sistema. La norma no aclara lo que se entiende por mantenimiento de emergencia y que lo diferencia de una salida forzada por contingencia.

Cabe destacar que la Norma tampoco indica que sucede si el Participante no cumple con el programa de mantenimientos acordado.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

Se considera conveniente realizar modificaciones en la NCC-01 para dar respuesta a los comentarios antes indicados. Los cambios requeridos son:

- Definir con precisión los conceptos mantenimiento mayor, menor, de emergencia, predictivo, preventivo.
- Establecer claramente el procedimiento que debe seguir el AMM para optimización de mantenimientos de forma tal de garantizar una operación segura, de mínimo costo y protegiendo el equipamiento de generación y transmisión.
- Establecer la necesidad de realizar una programación conjunta con los Participantes de los mantenimientos de forma tal de que los mismos estén coordinados. A tal efecto se podría establecer como metodología la realización periódica de reuniones entre el AMM y los Participantes en donde se informen las novedades respecto al funcionamiento de los equipos, los mantenimientos predictivos realizados y sus resultados a fin de anticipar eventuales necesidades de mantenimientos preventivos.
- Establecer algún tipo de penalidad económica si el Participante no cumple con el programa de mantenimiento acordado en la PLP, por ej. afectando su Oferta Firme.
- Evitar que una decisión del AMM pueda afectar la vida útil y/o garantías del equipamiento de generación / transmisión.




Afectación: Seguridad de Abastecimiento. Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

**5.5. NCC-06. Tratamiento de las Pérdidas en el Sistema de Transmisión.
NCC-07. Factores de Pérdidas**

Las pérdidas en el sistema de transmisión son principalmente resultado del flujo de potencia activa y reactiva que pasa por los diferentes elementos de la red de transmisión. Existen además pérdidas que no dependen del flujo de potencia y se producen sólo por estar energizados los componentes.

Las pérdidas totales son una pequeña porción de la energía total generada, usualmente menor al 5%. La determinación de las pérdidas no se puede realizar en forma directa ya que no existe un medidor específico de las mismas. Son en realidad el resultado de una diferencia entre el total generado y el total demandado.

$$\text{Pérdidas [MWh]} = \text{Energía Generada Total [MWh]} - \text{Energía Demandada Total [MWh]}$$

Esta forma de cálculo tiene varios problemas.

1. No se pueden diferenciar las pérdidas que son proporcionales al flujo en los circuitos de aquellas que siempre están presentes por sólo tener energizados los elementos.
2. El error de estimación puede ser significativo. Por ejemplo si las pérdidas son del 3% de la generación total y el error de medición de la energía es del 0.2%, el error de estimación de las pérdidas será del 13.3%!³
3. El alto error en las pérdidas puede enmascarar otras pérdidas como las resultantes del fraude por alteración de medidores y/o conexiones indebidas.

La existencia de pérdidas y la forma en que se determinan los precios de nodo de la energía conforme se indica en la NCC-04, hace que el total remunerado a los generadores por concepto de venta de su producción valorizada a precios de nodo, sean menor que el total abonado por la demanda considerando que compra la totalidad de la energía a precios de nodo. Esta diferencia se conoce como Excedente de Precios Nodales (EPN) tal como se indica en la NCC-06

$$EPN_j = \sum_{i=1,n} PN_{ih} * D_{ih} - PN_{ih} * G_{ih}$$

³ El error en la medición de las pérdidas se determina a partir de las siguientes consideraciones:

$$Pérdidas = E_g - E_c$$

$$\Delta P_{pérdidas} = \pm(\Delta E_g + \Delta E_c)$$

$$eP_{pérdidas} = \frac{\Delta P_{pérdidas}}{P_{pérdidas}} = \pm \frac{(\Delta E_g + \Delta E_c)}{E_g - E_c} = \pm \frac{(E_g \times e + E_c \times e)}{E_g - E_c}$$

$$eP_{pérdidas} = \pm \frac{(E_g + E_c)}{E_g - E_c} \times e \cong \frac{2 \times E_g}{P_{pérdidas}} \times e = \frac{2}{3\%} \times 0.2\% = 13.3\%$$




Donde:

PNih: precio (nodal) de la energía en el nodo "i" y la hora "h";
PNh: precio de la energía para la demanda en la hora "h";
Gih: generación del nodo i en la hora "h";
Dih: demanda en el nodo "i" en la hora "h";
n: número de nodos del sistema de transmisión.

El excedente de precios nodales antes indicado es una suma de dinero cuya determinación tiene los mismos problemas que la determinación de las pérdidas y por lo tanto puede estar enmascarando problemas importantes a los cuales no se les presta debida atención por la propia incertidumbre del proceso de cálculo.

La NCC-07 indica que los Factores de Pérdidas serán determinados cada hora por medio de flujos de carga.

Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (ΔP_{di}), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema (ΔP_{erd}). Para ello se tomará como barra flotante el Nodo de Referencia (Mercado)

La NCC-07 indica que los Participantes Consumidores tendrán asignado un Factor de Pérdidas Nodal (FPND) igual al promedio de los Factores de Pérdidas Nodales correspondientes a cada nodo donde la Demanda toma energía de la red de transmisión, ponderados por la energía consumida en esa hora por cada demanda.

Esto implica que las compras de energía que realizan los Participantes Consumidores en el mercado de oportunidad, tendrán implícito un cargo por pérdidas en cada hora resultante de la siguiente expresión:

$$\text{\$Perdidas}_h (\text{spot}) = \text{POE}_h \times \text{ED}_h \times (\text{FPND}_{h-1})$$

Si el mismo Participante Consumidor realiza la misma compra de energía por contratos, la NCC-06 indica que tendrá un cargo por pérdidas que resulta de la siguiente expresión

$$\text{\$Perdidas}_h (\text{contrato}) = \text{POE}_h \times \text{ED}_h \times (\text{FPN}_{nh-1})$$

Donde FPN_{nh} es el Factor de Pérdida del nodo donde el PM consumidor se conecta al sistema de transmisión.

Los valores de FPN_{nh} y FPND_h no son iguales dando como resultado diferentes cargos por pérdidas si se compra la energía por contratos o bien si se compra en el mercado de oportunidad. Esto no se considera razonable ya que los contratos no alteran el despacho económico de generación ni la operación del sistema eléctrico por lo que no pueden dar como resultado costo de pérdidas diferentes a los que se tendrían si la energía se compra en el mercado de oportunidad.

Los cargos por pérdidas asociadas a los contratos indicados en el punto 6.2. de la NCC-06 tienen implícito que el nodo de intercambio de la energía contratada es el nodo de referencia.

Sin embargo, en la **NCC-13, punto 13.5.2 Ubicación de la transacción** se indica que las partes podrán definir el nodo de intercambio.

Esto implica que el nodo de intercambio no será necesariamente el nodo de referencia. Existe por lo tanto una contradicción entre ambas normas en lo que hace a cargos por pérdidas, ya que una de ellas asume implícitamente que el nodo de intercambio es el nodo de referencia (NCC-06) mientras que la otra deja la selección del nodo de intercambio libre para que las partes decidan. Cabe destacar que la selección del nodo de intercambio tiene como único motivo definir cuál de las partes se hace cargo de los costos de pérdidas asociadas al transporte de la energía contratada.

A modo de ejemplo, si el nodo de intercambio decidido entre las partes es el nodo del generador, esto implica que el generador no debería tener cargo alguno asociado a pérdidas de transmisión. Correspondientemente todo el cargo por pérdidas correspondiente al contrato debiese facturarse a la demanda.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

Se recomienda en tal sentido que la norma obligue al AMM a realizar un seguimiento de las pérdidas a los efectos de verificar la razonabilidad de las mismas y que estas se correspondan con aspectos netamente técnicos.

Se requiere aclarar la forma en que se determinan los Factores de Pérdidas. Habría que indicar el despacho de generación a partir del cual se determinan los Factores de Pérdidas: Si es el pre-despacho o el resultante de la operación en tiempo real, si se considera o no la generación que no se incluye en el cálculo del POE, los modelos que se utilizarán a tal efecto, el paso de cálculo (1h o 15 minutos), los límites del sistema de transmisión, la consideración o no de únicamente los flujos de potencia activa.

Dado que los factores de pérdidas afectan el despacho y el despacho afecta los factores de pérdidas, la solución a este problema hay que obtenerla como solución de un problema de optimización, en donde el programa tenga como función objetivo minimizar el costo de abastecimiento más el costo de pérdidas sujeto a las restricciones que se imponen al proceso de optimización (desempeño mínimo, máxima transferencia, etc.). Programas como la versión NCP del SDDP pueden determinar este despacho de lo cual resulta la inyección y retiro de energía en cada nodo para cada hora del día. El programa NCP no determina Factores de Pérdidas. Habría que utilizar programas auxiliares a tal efecto.

Se recomienda determinar el cargo por pérdidas asociados a los contratos que deben abonar los PM consumidores utilizando el Factor de Pérdida promedio a que se hace referencia el punto 7.2.3 de la NCC-07. Se evita con esto que la demanda con contratos abone cargos por pérdidas diferentes a los que tendría si la misma demanda es abastecida desde el mercado spot.

Se recomienda modificar la forma en que se determinan los cargos por pérdidas asociados a los contratos de energía, considerando que los intercambios del contrato se producen en un nodo decidido por las partes. La expresión correcta a utilizar es la siguiente:

Cargo por pérdidas de transmisión por contratos:

Generadores: $PGCONThkj * (PNih - PNhk)$
Consumidores: $PDEMCONThkj * (PNhj - PNih)$

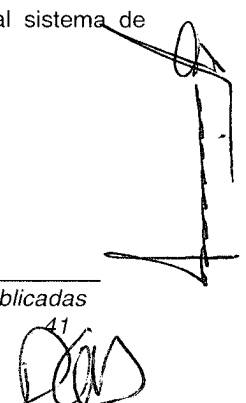
Donde:

- PGCONThkj** : Potencia generada por el participante productor "k" para su contrato con el Participante Consumidor "j".
- PDEMCONThkj** : Potencia abastecida del participante consumidor "j" por su contrato con el Generador, Cogenerador o Autogenerador "k" .
- PNih** : Precio de nodo de la energía en el nodo de Intercambio en la hora "h",
- PNhk** : Precio de nodo de la energía en el nodo k donde el generador se vincula al sistema de transmisión en la hora "h"
- PNhj** : Precio de nodo de la energía en el nodo j donde el consumidor se vincula al sistema de transmisión en la hora "h"

Afectación: Costo de abastecimiento. Transparencia del MM

Defecto: Medio.

Responsable: AMM



5.6. NCC - 02. Oferta y Demanda Firme

5.6.1. OFERTA FIRME

Los Participantes Productores tienen definida una Oferta Firme (OF), la cual, de acuerdo con lo indicado en la NCC-02 es igual a la máxima potencia neta – descontados sus consumos internos - capaz de producir, en función de sus características técnicas, su Potencia Máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado.

En el caso de las centrales hidráulicas, el procedimiento definido en la NCC-02 para determinar sus respectivas OFi establece que la misma se determina a partir de los resultados de una simulación de la operación económica del MM. El escenario de simulación a adoptar a tal efecto resulta confuso.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

Se recomienda incluir en la NCC-02 las siguientes aclaraciones:

- Nivel Inicial de los embalses: Se deberá indicar el nivel a considerar en cada embalse al comienzo de la simulación.
- Años de cola: Se deberá indicar el número de etapas de la simulación, incluyendo los años de cola. Se debe tener en cuenta que los modelos de simulación dan como resultado que los embalses se agoten al final de los años de cola. Se recomienda mínimo 2 años de cola.
- Secuencia hidrológica. Una secuencia hidrológica es una sucesión de años hidrológicos. Por ejemplo una secuencia hidrológica puede considerar que en el primer año de la simulación se repiten los caudales del año 1970, en el segundo año los del año 1971, en el tercer año los de 1972, y así sucesivamente hasta concluir los años de simulación

Los modelos de simulación, realizan la simulación del despacho óptimo considerando una secuencia hidrológica. Si por ejemplo se realiza una simulación que abarca 5 años y se dispone de la historia hidrológica de los últimos 20 años (1990-2009), el modelo realizará 20 simulaciones con las siguientes secuencias de caudales:

Hidrología considerada						
Secuencia	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	
1	1990	1991	1992	1993	1994	1995
2	1991	1992	1993	1994	1995	1996
3	1992	1993	1994	1995	1996	1997
4	1993	1994	1995	1996	1997	1998
5	1994	1995	1996	1997	1998	1999
6	1995	1996	1997	1998	1999	2000
7	1996	1997	1998	1999	2000	2001
8	1997	1998	1999	2000	2001	2002
9	1998	1999	2000	2001	2002	2003
10	1999	2000	2001	2002	2003	2004
11	2000	2001	2002	2003	2004	2005
12	2001	2002	2003	2004	2005	2006
13	2002	2003	2004	2005	2006	2007
14	2003	2004	2005	2006	2007	2008
15	2004	2005	2006	2007	2008	2009
16	2005	2006	2007	2008	2009	1990
17	2006	2007	2008	2009	1990	1991
18	2007	2008	2009	1990	1991	1992
19	2008	2009	1990	1991	1992	1993
20	2009	1990	1991	1992	1993	

Siendo que las secuencias hidrológicas pueden ser seleccionadas de diferentes formas, la NCC-02 debería aclarar la forma en que se debe proceder.

- El concepto “La elección del primer año hidrológico a utilizar en la simulación debe ser efectuada por el AMM de tal forma de representar la tendencia hidrológica del último registro” carece de sentido en la simulación, por lo que debería ser eliminado.
- Disponibilidad. La NCC-02 indica que en la simulación se deberán considerar los coeficientes de disponibilidad conforme se determinan en la Norma. En tal caso podría haber una contradicción ya que la base de datos de la Programación de Largo Plazo considera los mantenimientos y la indisponibilidad forzada por separado. La norma debería indicar claramente que la potencia de las unidades generadoras y la disponibilidad de las mismas consideradas en los modelos de Programación de Largo Plazo, deben ser tales que en ningún bloque la producción de una central resulte mayor que el producto de la PPI por el coefdispi en base a los cuales se determina la OFi.
- Bloques horarios: Dado que para determinar la energía firme (EFi) se utiliza el resultado de la producción mensual de la central hidroeléctrica carece de sentido práctico incluir en la simulación un bloque horario de 1 h de duración.

Afectación: Transparencia del MM

Defecto: Mayor.

Responsable: AMM

5.6.2. OFERTA FIRME EFICIENTE (OFE)

La Oferta Firme Eficiente es la porción de la Oferta Firme que se requiere para el abastecimiento de la Demanda Firme.

La NCC-02 indica que para determinar la OFE de una unidad generadora se debe seguir el procedimiento siguiente:

- Se apilan las OFi determinadas para las unidades generadoras que hacen uso de recursos renovables.
- A continuación se apilan las OFi determinadas para los generadores térmicos por orden de menor a mayor costo variable.

La NCC-02 no indica el criterio a utilizar para ordenar las OFi correspondiente a los generadores en base a recursos renovables.

La NCC-02 indica que en forma complementaria se considerará que las unidades generadoras con despacho forzado por restricciones operativas o para cumplir con los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, tendrán una Oferta Firme Eficiente igual a sus respectivas OFi.

Las unidades requeridas por tal motivo surgen de una simulación del despacho económico para el día de la máxima demanda del sistema, considerando las potencias de las centrales iguales a su Oferta Firme, los niveles de embalses correspondientes a los niveles promedio del periodo seco y las capacidades de transporte de los elementos de transmisión.

La NCC-02 no aclara el modelo a utilizar a tal efecto ni los criterios a utilizar para realizar la simulación. Por ej. nada dice respecto al cumplimiento de criterios de desempeño mínimo o la forma en que se realiza la optimización del uso del agua, o cual es el periodo de simulación.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

La Oferta Firme de las centrales hidroeléctricas determinada conforme los criterios indicados en la NCC-02 da como resultado que se maximice la misma, siendo que toda la energía generada en un mes se asigna al cubrimiento de la demanda de punta (4hs por día). Esto puede generar una distorsión significativa en el MM toda vez que cuanto mayor sea la OFE total correspondiente a unidades que generan en base a recursos renovables, menor será la OFE reconocida a unidades de generación térmica convencional.

A modo de ejemplo, en un caso extremo la metodología de cálculo de la OFEi podría llegar a asignar a unidades de generación en base a recursos renovables la totalidad de la Demanda Firme. En tal caso parecería que sería posible abastecer la demanda sólo con producción de las centrales que utilizan recursos renovables, al menos con un 95% de probabilidad. Sin embargo esto no es cierto ya que la EFi de dichas centrales no podría abastecer todo el requerimiento de energía de la demanda, requiriéndose por lo tanto el despacho de unidades térmicas convencionales para el abastecimiento de la demanda aún cuando no se les hubiese asignado OFEi.

Cabe aclarar que si este caso extremo se considera dentro de los causales indicados en el punto 2.2.2 de la NCC-02 y por lo tanto se asigna también a dicha generación térmica convencional OFE, se estaría igual introduciendo una distorsión en el MM ya que se produce un exceso de OFE que tiende a reducir el precio a los que se venden los desvíos de potencia afectando esto la remuneración de las centrales, desalentando inversiones e incrementando el costo de abastecimiento de la demanda.

Por los motivos antes indicados se recomienda sea revisado el método de determinación de la OFi de las centrales hidroeléctricas a los fines de representar en forma adecuada la forma en que es abastecida la demanda máxima en el periodo de máximo requerimiento térmico.

Se debe además aclarar en la NCC-02:

- La forma en que se determina la OFEi de los generadores requeridos por restricciones operativas o para cumplir con los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio.
- La forma en que se apila la OFi de generación en base a recursos renovables.

Afectación: Transparencia del MM. Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

5.7. NCC - 03. Transacciones de Desvíos de Potencia

5.7.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA

El Precio de Referencia de la Potencia (PREFP) se utiliza para valorizar los desvíos de potencia. El PREFP está definido en la NCC-03 la cual además indica la forma en que se debe calcular el mismo. El PREFP se define como la anualidad, por unidad de potencia, que cubre costos fijos de inversión más costos fijos de OyM de una unidad de generación de punta de mínimo costo, con una potencia equivalente al 10% de la demanda máxima anual. La anualidad se incrementa en un 20% para tomar en cuenta la indisponibilidad típica. La anualidad se determina con una tasa de descuento del 10% y un periodo de repago de 20 años para las instalaciones de generación y de 30 años para las instalaciones de conexión al sistema de transmisión y de abastecimiento de combustible. Los costos fijos de OyM se definen como el 3% de los costos de inversión en la unidad de generación.

La NCC-03 define un valor inicial para el PREFP igual a 8.9 USD/kW-mes. Indica que cada año dicho valor debe ser recalculado por el AMM, quien de ser necesario propondrá a la CNEE el nuevo valor.

La NCC-03 indica que dicho precio corresponde al nodo de Referencia del MM. Menciona que las transacciones de desvíos de potencia deben ser trasladadas a dicho nodo para su valorización. No indica la metodología de traslado a que hace referencia.

En la práctica el PREFP se ha mantenido sin cambios en el periodo de evaluación de la presente auditoría.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Siendo el PREFP una señal económica importante para la expansión del parque de generación, se debería establecer procedimientos para su determinación los más transparentes posibles, de forma tal que inversores en nueva capacidad de generación puedan anticipar con razonable exactitud su valor a largo plazo.

La situación actual dista de esta condición ya que el AMM no propone actualizaciones de dicho valor y la CNEE viene manteniendo el mismo valor, aún cuando los costos de inversión y condiciones de los mercados han tenido cambios significativos en los últimos años.

Esto hace que la definición del PREFP de la NCC-03 carezca de sentido práctico afectando la transparencia del MM. En realidad el PREFP se ha convertido en un precio regulado y no en una señal económica.

Se debería incluir en la NCC-03 mayores detalles para el cálculo del PREFP. A modo de ejemplo, se podría indicar las fuentes de información que utilizará el AMM para determinar costos de inversión y se podría dar un rango de potencias para las unidades generadoras a seleccionar, de forma tal de seleccionar aquella que permita cumplir con la condición de mínimo costo.

En tal sentido sería conveniente seleccionar para el cálculo de la PREFP, la unidad de generación que de cómo resultado el mínimo costo total, suma de costos de inversión, de OyM y de combustible. A tal efecto se debería indicar en la norma el factor de despacho a considerar para la evaluación de costos y la referencia de precios de combustible. Una vez seleccionada la unidad de generación de menor costo total, el PREFP se determinaría considerando únicamente los costos fijos (inversión, OyM).

La NCC-03 debería aclarar el concepto de traslado a que se hace referencia en el punto 3.6.2 o bien eliminar el párrafo si no tiene uso alguno.

Afectación: Transparencia del MM. Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

5.7.2. DESVÍOS DE POTENCIA

La NCC-03 define las transacciones de Desvíos de Potencia como el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

La determinación de los desvíos de potencia a nivel diario para los Participantes Productores convierte al mercado de potencia en un mercado de corto plazo en donde cantidades y precios son variables cada día en función de la disponibilidad de las unidades generadoras, de la demanda máxima en horas de punta y de la demanda efectivamente



contratada. El precio para los desvíos positivos es variable ya que depende de los desvíos negativos y del excedente entre la Potencia Disponible Total y la Potencia Contratada Total. El precio promedio del Desvío de Potencia Positivo en 2009 fue de 2.94 US\$/kW-mes lo que implica 1/3 del PREFP.

Este criterio de remuneración implica una socialización de los excedentes, que afecta por igual a todas las unidades generadoras, independientemente de su eficiencia en la producción de energía.

Siendo que para determinar la OFE se considera en forma prioritaria la generación en base a recursos renovables, esto implica que la generación térmica eficiente tendrá mayores excedentes de OFD respecto de sus contratos y por lo tanto menores ingresos por potencia. Si además la generación térmica incluye unidades de arranque lento, esto implica que posiblemente vean sensiblemente reducidos sus ingresos por potencia.

Se recomienda analizar estos aspectos ya que para la expansión del parque de generación una alternativa importante es en base a generación térmica eficiente (motores de combustión interna, unidades TV a carbón, unidades CC a LNG). Si estas unidades no reciben una remuneración por potencia o bien esta se ve reducida por la forma en que se determinan los desvíos puede resultar que se incremente el costo marginal del sistema en el largo plazo ya que este tiene que convalidar los costos de desarrollo de dichas tecnologías considerando una menor remuneración por potencia. Esto implica un mayor costo de abastecimiento de la demanda toda vez que se incrementa el costo marginal del sistema y no se reduce los pagos que realiza la demanda por potencia.

Se recomienda también analizar la conveniencia de reducir los requerimientos de contratación de DF de los Participantes Grandes Usuarios con demanda interrumpible. La existencia de estos usuarios aporta a la seguridad del sistema, ya que permite un rápido balance de la oferta y la demanda en condiciones de escasez. El criterio actual de remuneración de la demanda interrumpible indicado en la NCC-08, consiste en valorizar la energía interrumpida al precio ofertado por el gran usuario interrumpible con un tope igual al primer escalón del costo de falla. Este criterio puede resultar en una señal económica insuficiente ya que el Gran Usuario, si bien recibe una remuneración por este servicio complementario, muy posiblemente dicha remuneración sólo cubra sus propios costos por reducir su producción. Esto no incentiva su participación en este servicio complementario, afectando con ello la seguridad del sistema y obligando a incrementar las inversiones en nueva capacidad de generación por un menor factor de carga de la demanda.

Afectación: Transparencia del MM. Costo de abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

5.8. NCC-08. Remuneración de los Servicios Complementarios

5.8.1. RESERVA DE GENERACIÓN

La NCC-08 define los servicios complementarios de reserva que son remunerados en el MM de Guatemala.

Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Las Reservas Operativas garantizan una operación confiable del sistema eléctrico permitiendo seguir las variaciones de carga y amortiguar los efectos de la salida intempestiva de generación.

La RRR de generación, para que resulte más eficiente desde el punto de vista del control de la frecuencia, debe sea asignada al conjunto de generadores, lo cual necesariamente producirá sobrecostos operativos porque la energía en reserva de unidades eficientes es abastecida con energía generada por unidades necesariamente menos eficientes, produciendo esto un incremento en los costos marginales del sistema y por lo tanto en el costo de abastecimiento de la demanda.

Pero no tener reserva implica también un costo para la demanda, toda vez que esto afecta la calidad de servicio y llegado el caso, la falta de ella puede originar cortes de carga.

Hay por lo tanto implícita una relación beneficio costo asociada a la reserva. Cuanto mayor es la reserva, mayor será el costo de la misma para la demanda y mejor será la calidad de servicio. Viceversa un bajo nivel de reservas reduce el costo de abastecimiento pero también reduce la calidad de servicio. Algo similar puede ser aplicado para la RRO y la RRA, y por lo tanto resulta conceptualmente válido para toda la reserva.

El nivel de reserva hay que determinarlo por lo tanto con estudios de operación del sistema eléctrico, en donde se evalúe las variaciones en los costos de abastecimiento y en la ENS probable para diferentes valores de reserva y con ello determinar un valor óptimo de la misma.

Es claro también que un mayor nivel de reserva facilita la operación del sistema eléctrico por parte del AMM, toda vez que dispone en todo momento de una mayor cantidad de potencia disponible para abastecer la demanda, lo cual conlleva un menor riesgo en la operación. Las NCC-08 y NCO-04 tratan el tema de las reservas sin indicar procedimientos y/o responsabilidades para su determinación de forma tal de cumplir con los lineamientos de la LGE y lograr un abastecimiento de mínimo costo. Las reservas óptimas deberían ser determinadas en la Programación de Largo Plazo y luego los valores resultantes ser aplicados en las otras etapas de programación.

Afectación: Seguridad de abastecimiento. Costo de abastecimiento.

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

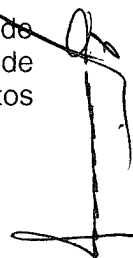
5.8.2. SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA PARA CONTROL DE TENSIÓN

El control de la tensión del sistema vía el aporte de potencia reactiva no está definido como un servicio complementario en el MM de Guatemala.

Contribuir al control de la tensión del sistema con aportes de potencia reactiva es obligación de todos los Participantes del MM. Los generadores están obligados a aportar al sistema la curva de capacidad de las unidades generadoras. Los consumidores están obligados a mantener en su punto de interconexión con el sistema de transmisión un determinado factor de carga. Cuando no se cumplan estas condiciones los sobrecostos operativos que se generen para mantener un adecuado perfil de tensiones están a cargo de los Participantes que hubiesen incumplido en sus aportes de potencia reactiva.

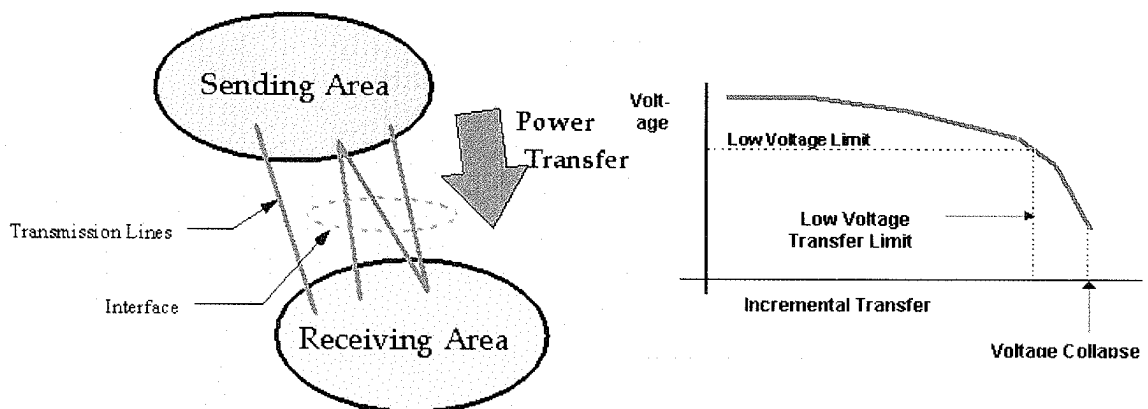
Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría

Un adecuado control de tensiones en el sistema de transmisión requiera la disponibilidad de fuentes de potencia reactiva (capacitiva / inductiva) distribuidas en todo el sistema de transmisión. Los aportes de reactivo que se hacen en una zona del sistema, tienen efectos significativos sólo en nodos vecinos al punto de aporte.



Por tal motivo lo indicado por la norma respecto a las obligaciones de los Participantes, puede resultar insuficiente para un adecuado control de tensión, siendo necesarias, en algunos casos, otras medidas de control como la generación forzada y/o el corte de carga.

Este es el caso por ej. que se muestra en la siguiente figura, donde existen dos áreas del sistema de transmisión, un área exportadora (Sending area) y un área importadora (Receiving area). La tensión en la región importadora es dependiente de la potencia transferida entre las dos áreas. Para potencia transferida igual a cero la tensión es mayor a la nominal. Cuando se incrementa la transferencia, la tensión decae llegando a un valor de transferencia de colapso de tensión que hace inestable el sistema. Este comportamiento de los sistemas eléctricos se da aún cuando la demanda del área importadora tenga factor de potencia constante. La forma de mitigar estos efectos se basan en el control de tensión por medio de compensación serie/derivación y/o la construcción de nuevos circuitos entre ambas regiones



La ocurrencia de estados operativos con la tensión fuera del rango adecuado es por lo tanto también dependiente de la planificación que se realice del sistema de transmisión y por lo tanto no es únicamente responsabilidad de los Participantes Productores y Consumidores.

Se debería por lo tanto diferenciar los sobrecostos que se generan por incumplimiento de los Participantes Productores y Consumidores de los sobrecostos que se generan por problemas asociados a la planificación de la transmisión.

Afectación: Seguridad de abastecimiento. Costo de abastecimiento.

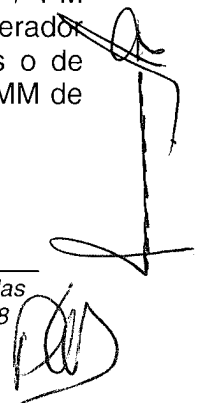
Defecto: Medio.

Responsable: AMM

5.9. NCC – 10. Importación / Exportación

La NCC-10 regula los intercambios de importación / exportación que están habilitados en el MM de Guatemala.

En todos los casos la importación / exportación se realiza por PM generadores / PM consumidores / PM comercializadores del MM de Guatemala con agentes y/o el operador del sistema de otros países. Los intercambios pueden ser por medio de contratos o de oportunidad. El AMM sólo realiza importaciones de energía en caso de déficit en el MM de Guatemala.



Observaciones / Recomendaciones Presente Auditoría:

Los mecanismos regulados para realizar importación deberían promover una efectiva integración entre el MM de Guatemala y el resto de los MM de los países de la región, de forma de promover la eficiencia en la gestión de los mismos y aprovechar los beneficios de escala que resultan de la integración de mercados.

Si bien los mecanismos indicados en la NCC-10 para realizar importación / exportación plantean condiciones simétricas para la demanda y generación, en la práctica esto puede no ser efectivamente así.

Los distribuidores y generadores del MM de Guatemala pueden tener muy diferentes visiones sobre las ventajas y desventajas de una efectiva integración de los mercados. Los generadores pueden ser muy activos buscando exportar energía ya que esto incrementa la demanda y tendrá, al menos en el corto y mediano plazo, un efecto que puede tender a incrementar los precios de la energía. El mecanismo de gradualidad previsto en la norma puede atemperar estos efectos pero a cambio de introducir restricciones en el proceso de integración.

Por su parte los distribuidores de Guatemala pueden tener menores incentivos a importar energía si por último los beneficios de la importación son trasladados a los consumidores finales.

Una alternativa que se propone sea analizada para evitar ambos problemas, consiste en habilitar al AMM a que compre energía económica de otros mercados para abastecer demanda de usuarios regulados de las distribuidoras, ya sea vía contratos o vía intercambios de oportunidad. Toda vez que el precio de energía del nodo del MER perteneciente a Guatemala resulte menor que el POE previsto en el predespacho, el AMM podría realizar una oferta de importación en nombre de los cliente regulados de las empresas distribuidoras para compra de energía de oportunidad, lo cual tenderá a reducir el POE dando como resultado una efectiva competencia y optimización de los intercambios regionales y del mercado nacional.

Afectación: Costo de abastecimiento

Defecto: Medio.

Responsable: AMM

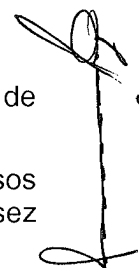
6. ANÁLISIS DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2009-2010

A continuación se evalúa la Programación de Largo Plazo (PLP) realizada por el AMM correspondiente al Año Estacional 2009-2010 y publicada en su página web.

6.1. Alcance

El contenido de la Programación de Largo Plazo está definido en la NCC-01 la cual establece que el AMM debe determinar, para el año estacional siguiente, los siguientes conceptos:

- a) Valores mensuales de generación y demanda;
- b) Programa de Mantenimiento Mayor de unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía;
- c) Operación mensual de los embalses, considerando restricciones ambientales y usos múltiples del agua, detectando y cuantificando los riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica;




- d) Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria;
- e) Estimación de energía no suministrada;
- f) Asignación de energía a los generadores con contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista;
- g) Determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte;
- h) Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas según los criterios establecidos;
- i) Cálculo de las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse y valores de agua previstos, con detalle mensual para el período correspondiente.
- j) Determinación de los costos variables de generación de cada generador térmico, que será igual a los registrados por el AMM para esa misma semana DOCE (12) meses antes, más un ajuste que resulte de las hipótesis de variación de precios de combustibles relacionadas con los precios de referencia de combustible y el comportamiento esperado de dichos combustibles en el mercado utilizado como referencia, de acuerdo a lo que establece en el Anexo 1.3.

El AMM además debe realizar los siguientes estudios de sistemas de potencia:

- a) Estudios de flujo de cargas para escenarios de demanda, mínima, media y máxima en época seca y época lluviosa y establecer los límites de potencias activa y reactiva en las líneas de transmisión y la eventual necesidad de desconexión automática de cargas o generación;
- k) El AMM hará estudios de estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, corto circuito y análisis de contingencias N-1;
- l) Estudios de cortocircuito para verificar las topologías más adecuadas de líneas y subestaciones.

Si como resultado de los estudios se identificara restricciones en el SNI y/o incumplimiento de los valores de tensión o restricciones de transmisión, el AMM evaluará la necesidad de compensación de potencia reactiva y de ampliación de la red de transmisión, que deberá incluir en la Programación de Largo Plazo. El AMM indicará la eventual necesidad de implementación de esquemas suplementarios de control, incluida la desconexión automática de cargas y generación

6.2. Base de Datos para la Programación de Largo Plazo

6.2.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La NCC-01 establece el siguiente procedimiento para proyección de la demanda:

- Verificación de la coherencia de la información, el AMM con base en los datos históricos de la demanda y utilizando sus propios modelos de proyección de demanda, verificará la coherencia de la información presentada por los Participantes Consumidores.
- Solicitud de aclaraciones y acuerdo de eventuales modificaciones con los Distribuidores y Grandes Usuarios,
- Agregación de la proyección de la demanda acordada, ajustándola según el comportamiento histórico registrado por el AMM.

- Las proyecciones de Demanda Firme, Demanda Máxima Proyectada y otras proyecciones de demanda, estarán sujetas a los procedimientos establecidos en la NCC-2.
- Para la validación de la Demanda Interrumpible, el AMM deberá proceder de acuerdo a lo establecido en la NCC-8, en la NCO-3, y en la habilitación de Demanda Interrumpible en donde se establezcan las condiciones aplicables a dicha demanda.

Análisis de la PLP

El AMM realiza inicialmente una evaluación del comportamiento histórico de la demanda a partir del año 1985.

A continuación plantea un modelo de proyección de la demanda que utiliza como variable explicativa el PIB incluyendo además términos autoregresivos.

Plantea dos modelos, uno para energía y otro para potencia.

Para estimar la demanda utiliza una serie de tiempos que se inicia en el año 1990. Los datos históricos del PIB desde dicho año se obtienen del Banco de Guatemala.

Los valores de energía y potencia proyectados para el año estacional 2009-2010 son los siguientes:

POTENCIA MW	ENERGIA GWh	FACTOR DE CARGA
1.417.836	7.840.032	0.631

A los efectos de representar la demanda en el SDDP el AMM determina bloques de demanda caracterizados conforme se indica en la siguiente tabla:

BLOQUE 1	DEMANDA PICO ENTRE SEMANA (1 HORA POR DÍA)
BLOQUE 2	DEMANDA MÍNIMA DE MARTES A DOMINGO Y MEDIA DOMINGO
BLOQUE 3	DEMANDA MEDIA DE LUNES A SABADO
BLOQUE 4	DEMANDA POST-PICO LUNES A VIERNES Y PICO FIN DE SEMANA
BLOQUE 5	DEMANDA MÍNIMA LUNES

Observaciones a la PLP

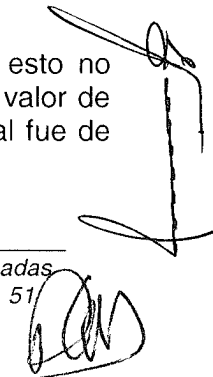
El AMM no utiliza el procedimiento establecido en la NCC – 1 para proyectar la demanda.

En su lugar determina la demanda con un modelo de proyección propio. No se indica en la PLP si el AMM verificó que la demanda proyectada resulte compatible con la informada por los Participantes del MM.

No se indica si la demanda proyectada incluye pérdidas de transmisión y consumo propio de las unidades generadoras. La proyección no se realiza por sectores de consumo. Analizando la Base de Datos de SDDP surge que la demanda proyectada es el consumo de energía, es decir no incluye pérdidas de transmisión.

Se indica que la serie de tiempo se inicia en 1990 debido a que se dispone de información histórica desde esta fecha. Se entiende que esto no es correcto dado que en la PLP correspondiente al año estacional 2008-2009 se utilizó una serie de tiempo que se inicia en 1971 y por lo tanto los datos están disponibles desde este último año.

Dado que se utilizan dos modelos diferentes para proyectar energía y potencia esto no garantiza que el factor de carga (FC) resultante sea razonable. Se destaca que el valor de FC proyectado (0.631) resulta significativamente mayor al real del año 2009 el cual fue de 0.589.



La PLP requiere determinar la demanda de energía y potencia para cada mes y para cada nodo del sistema de transmisión. La PLP no indica los valores correspondientes a dichas demandas ni la forma en que el AMM las determina.

La PLP no hace referencia alguna a la proyección de Demanda Firme, Demanda Máxima Proyectada requeridas para las transacciones de potencia.

La PLP no incluye los valores históricos considerados de demanda y PIB por lo que no resulta posible verificar los resultados de las proyecciones.

El modelo planteado no permite evaluar la elasticidad de la demanda al PIB, aspecto que se considera relevante ya que el valor de elasticidad resultante es posible compararlo con otras referencias y así detectar eventuales problemas de ajuste del modelo.

6.2.2. CAPACIDAD DE GENERACIÓN. DISPONIBILIDAD

El AMM considera la capacidad de generación efectiva la cual estimó en 2028.9 MW de los cuales 702.3 son hidráulicos y 1326 termoeléctricas.

La Base de Datos de simulación con el SDDP incluye las siguientes unidades generadoras con sus respectivas potencias.

Capacidad Instalada [MW]					
Térmica				Hidráulica	
Nombre	PotIns	Nombre	PotIns	Nombre	PotIns
ARI	157.2	MAGNZ	12.1	AGU	79.4
COENESA	4.0	MAGZ	16.0	AMA	0.0
CONNZ	22.0	MTINZ	16.5	CAN	47.4
CONZ	25.0	MTIZ	20.0	CHX	271.8
ELEC	16.0	ORTITLAN	18.0	CND	4.5
ENR	114.6	PANTA B2	14.7	JUR	60.8
ESCG5	16.9	PNTNZ	27.5	LES	13.6
ESP	125.5	PNTZ	35.0	LVA	37.3
GECSA	15.3	POR	1.9	MON	13.4
GECSA II	35.0	PRO1	16.0	MTZ	11.7
GEN	41.4	PRO2	5.1	PAS	10.4
LA LIBERTAD	20.0	SAANZ	27.5	PVE	10.1
LAGG1	10.4	SAAZ	35.4	RBO	10.6
LAGG2	17.1	SID	38.0	REC	25.5
LPA1	15.2	SJO	133.0	REN	66.3
LPA2	15.0	TAM	78.6	SAL	2.0
LPA3	15.2	TDL1	28.4	SEC	16.2
LPA4	15.3	TDL2	17.2	SIS	3.9
LPA5	5.2	TDL3	24.3	SMA	5.0
LUNNZ	23.1	TRINIDAD	11.1		
LUNZ	30.0	TUL	12.6	TOTAL	690.1
MAGDA B1	10.2	ZUN	16.1		
MAGDA B4	10.2				
MAGDA B5	35.0	TOTAL	1399.9		

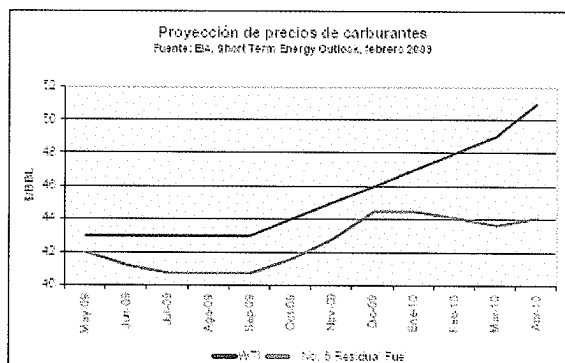
La simulación considera una tasa de indisponibilidad forzada y otra de indisponibilidad programada, esta última definida como un porcentaje de potencia indisponible todo el año o en algún mes en particular.

Observaciones a la PLP.

Sin Comentarios

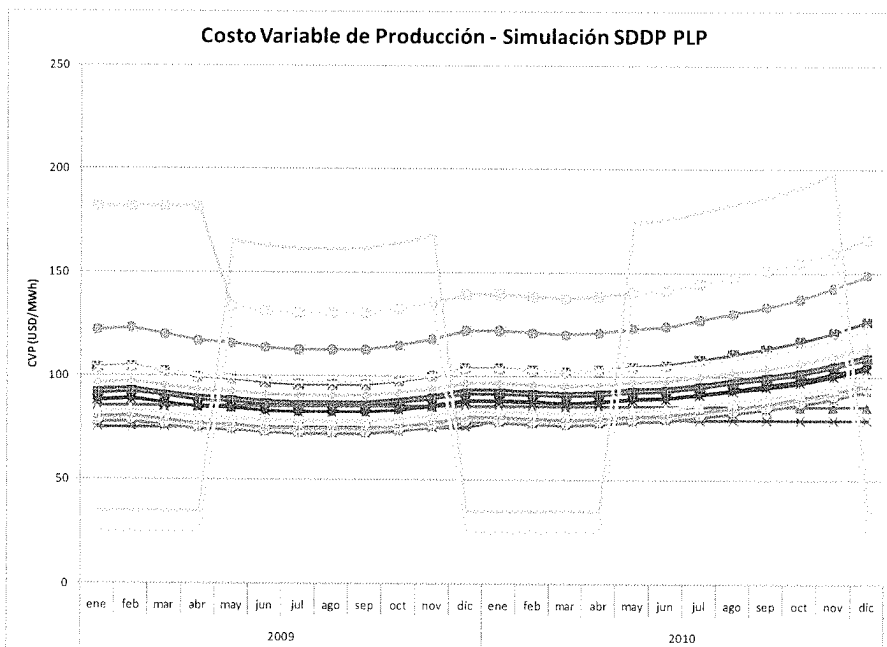
6.2.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLE

El AMM indica que a los efectos de determinar costos variables de las unidades de generación térmicas, utiliza la proyección de precios de combustible realizada por el EIA, Short Term Energy Outlook, febrero de 2009. La figura siguiente muestra los valores considerados para el Residual Fuel Oil #6.



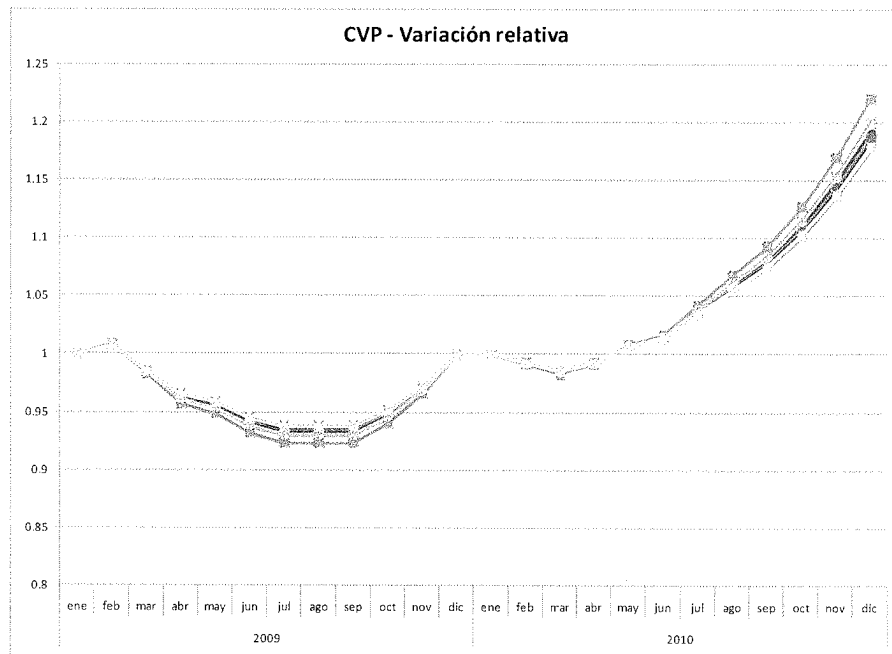
En la PLP no se indican los valores de costos de combustible considerados para las unidades de generación que utilizan otros tipos de combustible.

La Base De Datos del SDDP tampoco indica los precios de combustibles utilizados. En su lugar se indica un costo variable de producción (USD/MWh), sin diferenciar los componentes del mismo (combustible, OyM), ni la eficiencia térmica de las unidades de generación. La figura siguiente presenta los valores resultantes de CVP para el conjunto de unidades de generación térmica identificadas en las BDD del SDDP.



Se observa en la figura el comportamiento típico de las variaciones de costos variables de producción correspondientes a unidades térmicas convencionales así como la variación de costos de producción para los ingenios y para la central generadora San José.

La figura siguiente presenta la variación relativa de costos variables de producción en el periodo que abarca la PLP, adoptando como valor de referencia el costo variable correspondiente a enero de 2009.



Se observa que en su gran mayoría las unidades térmicas presentan el mismo patrón de variación de costos variables en el periodo que abarca la PLP, distinguiéndose un grupo que varía conforme el patrón que se observa en la figura anterior y otro grupo donde no hay variaciones en el periodo de la PLP es decir los costos variables son iguales en todo el periodo.

Dichas características no parecen corresponder a una situación real. Siendo que teniendo las unidades de generación características técnicas diferentes (eficiencia, costos de OyM), teniendo además diferentes costos de combustible, sería de esperar que se observen variaciones, en algunos casos significativas, en los patrones de variación de costos variables de producción.

Se observa hacia el final del periodo un incremento significativo de costos variables de producción. No se conoce el motivo de ello y más cuando los pronósticos del EIA mostraban precios de combustibles estabilizados en el periodo inmediatamente anterior. Esto no resulta crítico ya que el periodo de simulación termina en abril 2010.

Observaciones a la PLP

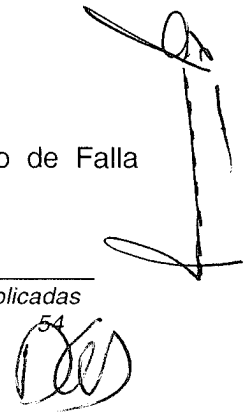
No resulta transparente la gestión del AMM en relación con los valores indicados de costos variables de producción de las unidades térmicas en la PLP, ya que no se presenta información que permita verificar las hipótesis asumidas de costos de combustible, eficiencia y costos de OyM de las unidades térmicas.

Las variaciones de costos variables observadas no parecen razonables para las características del parque de generación del MM de Guatemala.

Los aspectos antes indicados son críticos ya que afectan la programación de los recursos energéticos y el valor del agua de las centrales hidráulicas.

6.2.4. COSTO DE FALLA

El AMM indica en el informe correspondiente a la PLP los valores de Costo de Falla establecidos en la NCC-04, siendo los siguientes:



Escalón de reducción de demanda (RD)	Escalón de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente (S/MWh)
0<RD=<=2	16% CENS	273.91
2<RD=<=5	20% CENS	342.39
5<RD=<=10	24% CENS	410.86
RD>10	100% CENS	1,711.93

La Base de Datos del SDDP correspondiente a la PLP indica los siguientes valores de Costo de Falla.

Corte	Costo de Falla USD/MWh
< 2%	435
< 5%	435
< 10%	435
< 100%	1711.93

Observaciones a la PLP

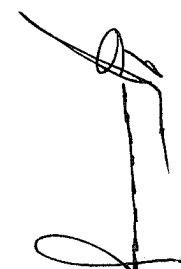
Se observa que el AMM no ha considerado en la simulación con el SDDP los valores de costo de falla establecidos en la NCC-04.

Las diferencias no son relevantes a los fines de la optimización de los recursos de generación pero pueden afectar el valor del agua en el caso de que el sistema evolucione hacia una situación de déficit.

6.2.5. VOLUMEN INICIAL DE LOS EMBALSES

La simulación de la operación futura requiere se indique al modelo de simulación los valores iniciales de los embalses o el volumen de agua embalsada al inicio de la simulación. Dichos valores deben corresponder a los valores reales estimados en el mes de inicio de la simulación.

La tabla siguiente presenta los volúmenes iniciales considerados por el AMM para las PLP correspondientes a los años estacionales 2008-09 y 2009-10. Se observa que, a excepción de la CHX, todas las demás centrales tienen el mismo volumen inicial. Se entiende que para una central con capacidad de regulación anual la condición de que el embalse tenga un mismo nivel en abril de 2008 y en abril de 2009 debería ser una casualidad.




Volumen inicial Simulación SDDP

...Nombre...	.VInic.	
	2008-09	2009-10
CHX	788.42	792.04
LES	213	213
AGU	700	700
AMA	1188.27	1188.27
JUR	1005.5	1005.5
SMA	1532.76	1532.76
RBO	0	0
SEC	1	1
PAS	881.75	881.75
PVE	0	0
SAL		
REN		
LVA	1100	1100
MTZ	1457	1457
SIS		
CAN	1416	1416
PAL II		
CND		
MON		
REC		

Observaciones a la PLP

Los valores adoptados por el AMM de nivel inicial de los embalses, parecerían ser una aproximación a la realidad que no afectará los resultados, sólo si el volumen útil de los embalses no permite la optimización de los recursos en el periodo anual evaluado.

6.2.6. RED DE TRANSMISIÓN

El AMM simula la red de transmisión en la PLP. La red incluye los parámetros físicos R, X y capacidad de transmisión. Se resuelven los flujos de carga por medio de una aproximación DC.

Observaciones a la PLP

Sin Comentarios

6.3. Resultados obtenidos

El AMM presenta los siguientes resultados de la PLP para el promedio hidrológico

- Generación mensual (GWh) correspondiente a cada unidad de generación.
- Consumo de combustibles: Carbón, Fuel Oil #2 y #6.
- Nivel de los embalse de Chixoy y Amatitlán.
- Costos marginales por bloque y promedio ponderado.
- Costos de oportunidad del agua de centrales con embalse estacional.
- Calendario de pruebas y plan de mantenimientos.

Como parte de la PLP el AMM realiza además estudios de seguridad operativa, los que tienen por objeto mostrar las condiciones esperadas de operación del SNI y del sistema aislado de Petén. Se realizan los siguientes estudios para demanda máxima, media y mínima, periodo seco y húmedo:

- Flujos de Carga.
- Análisis de cortocircuito.
- Requerimiento de compensación reactiva.

- Estudio de Máxima Transferencia de Potencia en Estado Estable. Límites por voltaje, curvas Q-V.
- Estudios de Estabilidad Transitoria.
- Restricciones de Transmisión.
- Factores de Pérdidas Nodales de Referencia (Indicativos)
- Análisis de Contingencias.

Observaciones a la PLP

Los resultados presentados por el AMM correspondientes a la PLP resultan incompletos respecto a los requerimientos de la NCC-01.

Faltan los siguientes resultados:

- 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;

Respecto a las recomendaciones de auditorías previas faltan además:

- d) Análisis de sensibilidad a precios de combustible;
- e) Proyección de la demanda firme a largo plazo;

Como comentario general se observa que el informe correspondiente a la PLP del año estacional 2009-10 mantiene la misma forma y estructura que el correspondiente informe del año estacional previo.

