

PROCESO DE AUDIENCIA PÚBLICA 002/2000

NOTA TÉCNICA

ANÁLISIS DE LAS REGLAS DEL MAE

28 DE JUNIO DE 2000

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN	1
2. INTRODUCCIÓN.....	1
3. PRINCIPALES CONSTATAIONES	3
3.1 ABORDAJE GENERAL.....	3
3.2 FORMACIÓN DE PRECIOS	4
3.3 CUOTA DE CAPACIDAD.....	5
3.4 MECANISMO DE REASIGNACIÓN DE ENERGÍA - MRE.....	6
3.5 EXCEDENTE FINANCIERO.....	6
4. PORMENORIZACIÓN Y ANÁLISIS	8
4.1 FORMACIÓN DE PRECIOS	8
4.1.1 <i>Introducción</i>	8
4.1.2 <i>Propuesta del Documento Básico</i>	8
4.1.3 <i>Propuesta del MAE</i>	9
4.1.4 <i>Aspectos Relevantes</i>	11
4.1.5 <i>Constataciones y Resultados</i>	13
4.2 CUOTA DE CAPACIDAD.....	15
4.2.1 <i>Introducción</i>	15
4.2.2 <i>Propuesta del Documento Básico</i>	16
4.2.3 <i>Propuesta del MAE</i>	16
4.2.4 <i>Constataciones y Resultados</i>	18
4.3 MECANISMO DE REASIGNACIÓN DE ENERGÍA - MRE	20
4.3.1 <i>Introducción</i>	20
4.3.2 <i>Propuesta del Documento Básico</i>	21
4.3.3 <i>Propuesta del MAE</i>	21
4.3.4 <i>Constataciones y Resultados</i>	22
4.4 ASIGNACIÓN DEL EXCEDENTE FINANCIERO.....	23
4.4.1 <i>Introducción</i>	23
4.4.2 <i>Propuesta del Documento Básico</i>	24
4.4.3 <i>Propuesta del MAE</i>	24
4.4.4 <i>Constataciones y Recomendaciones</i>	25
4.5 CUOTA DE SERVICIO DE SISTEMAS	26
4.5.1 <i>Introducción</i>	26
4.5.2 <i>Propuesta del Documento Básico</i>	26
4.5.3 <i>Propuesta del MAE</i>	27
4.5.3 <i>Constataciones y Resultados</i>	27
4.6 CONTABILIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN Y ASPECTOS GENERALES DE LAS REGLAS	28
4. 6.1 <i>Introducción</i>	28
4. 6.2 <i>Propuesta del MAE</i>	29
4. 6.3 <i>Constataciones y Recomendaciones</i>	33
5. LINEAMIENTOS PARA LA IMPLANTACIÓN GRADUAL DEL MAE	38
5.1 INTRODUCCIÓN.....	38
5.2 ADAPTACIÓN ESTACIONAL Y MODULACIÓN DE LOS MONTOS DE LA ENERGÍA.....	38
5.3 FORMACIÓN DE PRECIOS.....	39
5.4 FACTORES DE PÉRDIDAS.....	40
5.5 MECANISMO DE REASIGNACIÓN DE ENERGÍA – MRE	40
5.6 CUOTA DE SERVICIO DE SISTEMA	40
5.7 NECESIDAD ADICIONAL DE POTENCIA	41
5.8 CONTABILIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN.....	41

1. PRESENTACIÓN

El objetivo de esta Nota Técnica es hacer un análisis de las reglas del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, encaminadas a la homologación de la ANEEL, así como indicar las necesidades de perfeccionamiento y ajustes de esas reglas que serán desarrolladas en el marco del MAE, de tal modo que garantice la competencia en la comercialización de energía con equilibrio entre los diversos agentes del sector. Esta Nota Técnica forma parte del proceso de Audiencia Pública AP- nº 002/2000 de la ANEEL e incorpora los aportes encaminados por los agentes a la ANEEL, en la 1ª fase de la Audiencia Pública, además de los pareceres de diversos especialistas contratados por la ANEEL. Tanto los aportes como los pareceres están disponibles en la página de la ANEEL en la Internet (www.aneel.gov.br).

La Nota Técnica fue estructurada en 5 puntos, y en el punto 2 hace un breve relato del contexto en que se inserta esta etapa de implantación del MAE en el proyecto de reestructuración del Sector Eléctrico. El punto 3 indica las necesidades de complemento, ajustes y profundización de estudios, en la visión inicial de la ANEEL, resumiendo las principales constataciones y recomendaciones sobre las reglas encaminadas para homologación. El punto 4 presenta una descripción más detallada de los análisis de las reglas del MAE que proporcionaron insumos para las conclusiones indicadas en el punto 3. El punto 5 establece lineamientos, que serán observados por el MAE, en el establecimiento de procedimientos para la contabilización y liquidación de la energía de corto plazo, para la gradual puesta en operación de las reglas por ser homologadas por la ANEEL.

Esta Nota Técnica constituye una visión inicial de la ANEEL que será perfeccionada por las contribuciones de la sociedad en la 2ª fase de la Audiencia Pública, según consta en el aviso publicado en el Diario Oficial de la Unión, del 24 de abril de 2000, también disponible en la Internet.

2. INTRODUCCIÓN

La Ley 9.648, del 27 de mayo de 1998, reglamentada por el Decreto 2.655, del 2 de julio de 1998, creó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica – MAE. Después de amplias discusiones en el marco del Proyecto RE-SEB, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL tomó la decisión de anexar el “Documento Básico para el Establecimiento de las Reglas del MAE” al “Acuerdo de Mercado”. Fue también una decisión del Poder Concedente no imponer unilateralmente las reglas para funcionamiento de ese mercado, transfiriendo a los agentes integrantes del mercado mayorista la elaboración de las mismas, según las orientaciones del “Documento Básico”, y someterlas posteriormente a la homologación de la ANEEL. El 17 de julio de 1998, la ANEEL sometió los documentos antes citados a consulta pública, con el objetivo de perfeccionarlos a través de aportes de la sociedad en general. Esa consulta pública, inicialmente prevista para durar hasta el día 27 de julio de 1998, tuvo su fecha de conclusión pospuesta para el día 5 de agosto de 1998.

Como hito inicial del proceso regulativo, se emitieron la Resolución ANEEL nº249, del 11 de agosto de 1998, y la Resolución ANEEL nº 271, del 19 de agosto de 1998, estableciendo las condiciones de participación de los agentes en el MAE y lineamientos para el establecimiento del Mecanismo de Reasignación de Energía – MRE.

El “Acuerdo de Mercado”, un acuerdo del tipo multilateral que empezó a firmarse el 28 de agosto de 1998 entre los interesados, fue homologado por la ANEEL a través de la Resolución nº 18, del 28 de enero de 1999, y dispone, en su Cláusula 44, el plazo de noventa días después de la primera Asamblea General del MAE, realizada el 15 de

octubre de 1998, para la aprobación de las Reglas de Mercado por la propia Asamblea General del MAE.

Mientras tanto, con la publicación de las Resoluciones ANEEL n° 141, n° 142 y n° 143, del 09 de junio de 1999, que disponen sobre los contratos iniciales de compra y venta de energía y el ingreso permitido de las instalaciones de transmisión de la red básica, o sea, tratan de la contratación en separado de la generación y del acceso a los sistemas de transmisión, se volvió necesario el establecimiento de nuevas reglas de contabilización y facturación para la comercialización de la energía de corto plazo, lo que se hizo a través de la Resolución ANEEL n° 222, del 30 de junio de 1999, para permanecer en vigor hasta la aprobación de las Reglas del MAE.

El 29 de febrero del 2000, las reglas fueron aprobadas por la Asamblea General del MAE, y el 14 de abril de 2000, en una reunión en las oficinas de la ANEEL, el presidente del Comité Ejecutivo del MAE las entregó oficialmente al Director General de dicha Agencia.

La complejidad del asunto llevó a la ANEEL a establecer una Audiencia Pública de múltiples fases, de modo a permitir la participación de todos los interesados, participantes o no del MAE. En la primera fase de la Audiencia Pública 002/2000, la ANEEL sometió el documento "Reglas de Mercado", elaborado por el MAE, para obtener insumos e informaciones adicionales con miras al proceso de homologación. Esa audiencia empezó el mismo día del envío de la versión final de las reglas por el MAE, el 24 de abril de 2000, y terminó el día 16 de junio de 2000.

Concomitantemente, la ANEEL realizó, el 7 de junio de 2000, en Brasilia, un seminario con imágenes transmitidas por vía de la TV Ejecutiva a nueve capitales brasileñas – Fortaleza, Recife, Salvador, Río de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Curitiba, Florianópolis y Porto Alegre – que tenían, en esa fecha, disponibilidad de dicho recurso. En ese seminario, que contó con aproximadamente 600 participantes, los analistas de la Agencia explicarían los conceptos involucrando las reglas y respondieron preguntas de los participantes de las diferentes localidades.

En el mismo período, para enriquecimiento de sus análisis, la ANEEL contrató los servicios de consultoría de investigadores de la Universidad Federal de Santa Catarina - UFSC, de la Universidad del Estado, de Campinas – UNICAMP, de la Universidad de São Paulo – USP, de la Escuela Federal de Ingeniería de Itajubá – EFEI, de la Universidad Federal de Río de Janeiro – UFRJ, de la Universidad de California - Berkeley y también de dos consultores internacionales independientes de notorio saber. Los pareceres elaborados por los consultores se divulgaron integralmente mediante la Audiencia Pública AP-002/2000, con toda la documentación puesta a la disposición de quien esté interesado.

Simultáneamente, la ANEEL desarrolló estudios internos involucrando una gran parte de sus analistas, promovió talleres de nivelación y debates con todo su cuerpo técnico, dirección, consultores contratados y técnicos de la ASMAE. Ese proceso culminó con la elaboración de esta Nota Técnica, que también forma parte de la Audiencia Pública AP-002/2000, donde se presentan los análisis, conclusiones y recomendaciones de la ANEEL en lo que se refiere a las reglas del MAE.

3. PRINCIPALES CONSTATAIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 ABORDAJE GENERAL

De manera general, las reglas elaboradas por el MAE y encaminadas a la ANEEL están de acuerdo con los principios básicos del Mercado Mayorista de Energía, debatidos durante el proceso de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño - RE-SEB y consolidados en el Documento Básico para el Establecimiento de las Reglas de Mercado, integrante del Acuerdo de Mercado.

Sin embargo, en la forma como se presentaron, las reglas del MAE necesitan complementos y perfeccionamientos para que sean homologadas por la ANEEL.

Asimismo, los atrasos en el desarrollo de la cadena de modelos computacionales de simulación electroenergética, para el cálculo del precio de la energía con distinción a cada meia hora y las dificultades en considerar de forma adecuada la entrada de nuevos agentes, implicó la necesidad de actualización de la Resolución ANEEL nº 222/1999, o sea, en la necesidad de establecer directrices para la gradual puesta en operación del MAE.

Una vez recibidas y analizadas las colaboraciones de la sociedad para el perfeccionamiento de dicho documento, la ANEEL procederá a la emisión de un acto regulativo.

A continuación se presentan las principales constataciones y recomendaciones resultantes de los análisis efectuados por el cuerpo técnico de la ANEEL con los insumos obtenidos en el Proceso de Audiencia Pública nº 002/2000 y con el apoyo de los pareceres contratados.

Las reglas, como se encaminaron a la ANEEL, no permiten su fácil comprensión, no sólo por los agentes existentes, sino también, y principalmente, por los nuevos agentes interesados en actuar en el Sector Eléctrico Brasileño, constituyéndose de esa forma en una especie de barrera a la entrada de nuevos competidores. Si, por un lado, las reglas en su forma algebraica facilitan el desarrollo de los programas computacionales de su funcionamiento, por otro, dificulta el entendimiento de los conceptos técnicos y económicos que las sustentan. La ANEEL recomienda que las reglas del MAE tengan un complemento en la forma de un documento de Visión General de las Reglas, que las describa de tal forma que permita su comprensión por parte de todos los interesados. Deberá definirse una jerarquía entre los documentos que componen las reglas del MAE, para fines de solución en caso de conflictos de entendimiento.

La clara definición de las fronteras de los submercados es esencial para la evaluación de los riesgos, costos y precios a que estarán sometidos los agentes participantes del MAE. De esa forma, es necesario que las reglas del MAE contemplen los principios y criterios para la definición de las fronteras de los submercados. Es necesario también definir la periodicidad o las condiciones que pueden conducir a la redefinición de esas fronteras y, en el caso de modificación, cuáles los riesgos que se atribuirán a los agentes afectados por la modificación de las fronteras.

La definición en las reglas del MAE de los procedimientos detallados para el establecimiento de los factores de pérdida es de fundamental importancia para que los agentes puedan tener claro cómo sus disponibilidades y precios serán considerados en la formación de los precios y en la contabilización y liquidación de las cantidades de energía que fueron objeto de las transacciones. Es necesario que estén definidos no sólo los principios y conceptos involucrados en la fijación de los valores de los factores de pérdida, sino también su frecuencia de establecimiento. O sea, es necesario que quede

claro si los factores de pérdida se calcularán para cada período de averiguación en las condiciones ex ante y ex post, o si serán valores predefinidos para un período mayor de tiempo.

Algunos aspectos relevantes no fueron tratados en las reglas encaminadas por el MAE a la ANEEL, pues se dejaron para una pormenorización posterior en los procedimientos de mercado. Se recomienda que los mismos sean incluidos en las reglas para que sean homologados. Entre esos aspectos se puede destacar: la descripción y documentación de los modelos computacionales de formación de precios, los lineamientos básicos para el registro de contratos bilaterales, los criterios para la entrada y salida de participantes en el MAE, la frecuencia de presentación de declaraciones de precio de las centrales térmicas, la forma de costeo del MAE, entre otros.

Las reglas propuestas dejan varios grados de libertad para que el COEX defina parámetros *a posteriori* que pueden tener una influencia muy grande en el Mercado Mayorista de Energía. Este recurso es necesario en algunos casos pero no se puede usar en larga escala so pena de comprometer la estabilidad de las reglas. Entre los parámetros citados se destacan:

La definición del tipo de cálculo del precio del MAE, la cuota de remuneración del Fondo del Excedente Financiero y el factor de reducción del costo de interrupción.

Para la homologación de las reglas propuestas es necesario que el MAE presente a la ANEEL un cronograma de acciones que pormenore las fases de implantación de las reglas, incluyendo los tiempos necesarios para la finalización del desarrollo de los modelos computacionales, el período de *tests* y validación de esos modelos y la implantación del sistema de medición.

Vale destacar la importancia de la armonización de las reglas del MAE con los procedimientos del ONS, teniendo por objeto la compatibilidad de los procedimientos y modelos de optimización de la operación centralizada con el proceso de formación de precios del MAE, así como el compartimiento de los sistemas de medición, el flujo de informaciones y los datos de operación.

3.2 FORMACIÓN DE PRECIOS

La base del Mercado Mayorista de Energía, que es la formación de precios está, en la forma de las reglas presentadas, remitida a una secuencia de modelos computacionales de optimización, descritos de forma sucinta en el Apéndice D de las reglas. Es necesario que estos modelos estén suficientemente descritos y documentados para que puedan ser entendidos y validados por todos los agentes.

El capítulo 3 de las reglas del MAE, que debería tratar de la formación de precios, describe un conjunto de ajustes a los precios calculados por los modelos computacionales. Estos ajustes ya deberían estar incorporados a los modelos de optimización una vez que, en el caso de que los modelos no consideren factores de costo, tales como el costo de partida y los tiempos de toma y alivio de carga por las unidades generadoras, ellos no estarán obteniendo de hecho una solución óptima correcta.

Como consecuencia de la incorporación a los modelos de los ajustes descritos en el capítulo 3, no es necesario el establecimiento de un factor discrecional para que el COEX decida de qué manera se debe calcular el precio (PRICE_TYPE).

Las declaraciones de inflexibilidad, así como de los precios de las centrales térmicas deben ser libres y no vinculadas a cualquier tipo de auditoría o control. Comportamientos anticompetitivos por parte de los agentes deberán investigarse y cohibirse.

La forma de contabilización propuesta (solamente ex post) está en desacuerdo con el Documento Básico e impide la Oferta de Reducción de Demanda. Se recomienda que se adopte un sistema con doble contabilización: una contabilización *ex ante* asociada a otra *ex post* para las diferencias.

3.3 CUOTA DE CAPACIDAD

El establecimiento de la Cuota de Capacidad se basó en la necesidad de fomentar la expansión y la disponibilidad de capacidad de generación en el sistema. Ella representaría una garantía económica asociada a la remuneración de capacidades de potencia no contratadas, establecidas como reserva operativa del sistema eléctrico, admitiéndose que las garantías de mercado no serían suficientes para inducir oportunidades de adición de capacidad al sistema.

En este contexto, y coherentemente con las directrices establecidas en el Documento Básico, la fijación de la cuota de capacidad debería vincularse a los requisitos operativos y de localización de los diversos submercados establecidos por el sistema, pero desvinculada de la evolución de los mismos, evitando variaciones no controladas en los flujos de pago / recibimientos (volatilidad).

La forma de establecimiento de esta cuota, propuesta en las reglas, debe ser transferida a los detentores de capacidad disponible no contratada e involucra cálculos anuales a través de simulaciones para la determinación de la probabilidad de corte de carga. Esta probabilidad (frecuencia y duración de los cortes de carga) sería ponderada por el costo de interrupción y prorrateada por los comercializadores y consumidores contratantes de energía en el marco del MAE.

Esta proposición tiene como principal agravante la dependencia de simulaciones de modelos matemáticos, fuertemente asociados a la evolución temporal del sistema eléctrico, o sea, aumentos de disponibilidad de capacidad de potencia determinan variaciones en los valores de probabilidad esperados, lo que reduciría el valor de la cuota de capacidad y, en consecuencia, los ingresos atribuidos a los generadores existentes. Este hecho, se muestra económicamente contrario a la oportunidad de inversiones en este segmento de generación, pudiendo determinar reacciones adversas de los actuales detentores de disponibilidades de capacidad de potencia.

Por otro lado, simulaciones anuales con la fijación de nuevos valores inducirán una variabilidad en los valores de esta cuota, sin cubrir una de las principales motivaciones de creación de ésta, que sería el establecimiento de un flujo uniforme garantizado de ingreso para los generadores, facilitando la conquista de financiamientos para nuevas empresas..

Además de estos puntos, del análisis de contenido de la regla propuesta, se puede constatar que:

- la cuota de capacidad, calculada con base en el costo de interrupción nacional, distorsiona la señal, pudiendo dar incentivos a la disponibilización en áreas inadecuadas;
- la cuota de capacidad, en la forma de un costo adicional al valor de la energía comprada, podrá suscitar la necesidad de revisiones extraordinarias de tarifas, lo que llevaría a un impacto en los consumidores finales;
- por el lado del consumo, la cuota de capacidad representaría una protección contra expectativas probabilísticas de irrupciones de precio del MAE, establecida de forma impositiva, sin la correspondiente atribución legal o reglamentaria del MAE y sin la clara adhesión de los afectados;
- la atribución de esta cuota a los generadores existentes con disponibilidad de capacidad de potencia no garantiza la expansión de este segmento y, en

consecuencia, no garantiza que no ocurrirán irrupciones de precio del MAE, una vez que no se tendrán recursos acumulados para cubrir la diferencia entre el costo de la interrupción y el tope establecido, ni tampoco en la garantía de este valor tope en los precios de la energía ofrecida por los generadores con capacidad de potencia, si llegan a ocurrir restricciones de capacidad en el sistema eléctrico.

Estas constataciones, vinculadas directamente a la propuesta de establecimiento de la cuota de capacidad, constantes en las reglas bajo análisis, inducen a la conclusión de que la misma no cumple los objetivos de creación del mecanismo, debiendo reevaluarse su concepción metodológica. Esta revisión deberá incorporar opciones de valores fijados con esta finalidad, basándose en los requisitos mapeados del sistema, o hasta hipótesis de gerencia de riesgo por instrumentos de garantía que permitan una diversidad de opciones y promociones de la participación por el lado de la demanda (gerencia de la demanda).

Por otro lado, en vez de introducir una cuota de capacidad, se podría tratar de poner en ecuación las necesidades de capacidad por medio de un mercado secundario que permitiera la compra y venta de reserva de capacidad.

De esa forma, se considera necesaria la realización de mayores estudios con datos reales y un mejor análisis que puedan asegurar que la garantía introducida por la Cuota de Capacidad sea correcta y eficiente, y que se eliminen las desventajas mencionadas, indicándose que esta cuota no sea instituida en este momento. Las reglas del MAE se pueden poner en práctica sin esta cuota, que se podrá agregar posteriormente.

3.4 MECANISMO DE REASIGNACIÓN DE ENERGÍA - MRE

El MRE tiene por objeto la mitigación del riesgo hidrológico y no debería ser utilizado para fomentar la expansión de la capacidad. Además de la mitigación del riesgo hidrológico el MRE puede verse como la consecuencia del despacho optimado centralizado.

En la forma propuesta, el MRE sólo se podrá poner en marcha ex post pues la modulación de la energía asegurada mensual de cada central a cada período de cómputo está basada en la energía efectivamente generada por todas las plantas participantes en el MRE.

La regla propuesta no atiende a lo dispuesto en el Decreto nº 2.655/98, según el cual, los riesgos de indisponibilidades de las unidades participantes en el MRE no deben ser compensados por el mecanismo, debiendo ser asumidos por los agentes.

La regla de repartición de la energía generada excedente a la energía asegurada de forma no proporcional a las energías aseguradas resulta en la necesidad de reconciliación de los valores después de un largo período (de un año por lo menos).

No se presentó ninguna regla para la consideración del factor estacional para la energía asegurada anual de cada central, en términos mensuales.

Se recomienda que se adopte el prorrateo de la energía secundaria en la proporción de las energías aseguradas de las centrales participantes en el MRE.

3.5 EXCEDENTE FINANCIERO

El excedente financiero surge en función de la comercialización de energía, a precios diferenciados, entre submercados. La diferencia de precios en los submercados es resultante de la existencia de restricciones en las líneas de transmisión que los interconectan.

La propuesta de reglas del MAE establece prioridades para la asignación del monto del excedente financiero para la reducción de los riesgos asociados a las exposiciones por las diferencias de precios de algunos contratos y mecanismos. Las transacciones priorizadas son los Contratos Iniciales, la energía de Itaipú, la reasignación de energía del MRE, la energía importada, la autoproducción y algunas inversiones específicas (listadas en el apéndice F – que no se encuentra disponible).

La lista arriba citada, presentada en las reglas, es más amplia que lo dispuesto en el Documento Básico para el Establecimiento de las Reglas del MAE, anexo al Acuerdo de Mercado.

Las reglas proponen que a partir del décimo mes de operación del MAE, una fracción de 1/9 del valor acumulado en el fondo remanente, compuesto por el Excedente Financiero sumado a las exposiciones positivas de precio de los generadores, se destinará a la reducción de las tarifas de uso de la Red Básica.

Se entiende que hacia el año de 2005 los recursos provenientes del excedente financiero deberán ser utilizados prioritariamente para la reducción de las exposiciones de los agentes listados en el Documento Básico de las Reglas. Después de ese período se preserva solamente la reducción de exposición del MRE y Energía de Itaipú. A largo plazo, se deberá estudiar un mecanismo de asignación de los derechos de transmisión, a los agentes interesados, mediante competencia. Los recursos provenientes de la venta de dichos derechos de transmisión se deberán utilizar en la reducción de las cuotas de uso de la red de transmisión.

4. PORMENORIZACIÓN Y ANÁLISIS

4.1 FORMACIÓN DE PRECIOS

4.1.1 Introducción

El Mercado Mayorista de Energía es el ambiente estructurado para realizar las transacciones de compra y venta de energía de los sistemas interconectados en corto plazo.

Las reglas del MAE para la formación de precio constituyen el corazón del Mercado Mayorista de Energía. La propuesta de tener un mercado donde toda la energía generada y consumida en el sistema interconectado sea contabilizada, tiene por objeto permitir la señalización económica del valor de la energía a cada intervalo de tiempo, reflejando las condiciones de oferta y de demanda a cada instante. Esas condiciones de mercado pueden evaluarse en diferentes momentos de la operación del sistema, pudiendo definir un precio de mercado antes de la operación real, reflejando las condiciones previstas declaradas por los agentes, y otro precio después de la operación del sistema, reflejando las condiciones de oferta y de demanda verificadas.

4.1.2 Propuesta del Documento Básico

Los modelos de optimización (en base plurianual, anual, mensual, semanal y diaria) utilizados para el cálculo de los costos marginales de energía en corto plazo estarán incorporados al proceso de optimización centralizado conducido por el ONS. Todos los modelos utilizados, incluso sus programas fuente, serán puestos a la disposición de los participantes del MAE.

Los generadores hidroeeléctricos deberán informar los datos técnicos de sus centrales, incluyendo niveles de los reservorios, vaciado y disponibilidad de sus equipos. Los generadores termoeléctricos deberán informar los datos de costos de operación y combustible, rendimiento térmico y disponibilidad de sus equipos. Los comercializadores deberán informar sus previsiones de demanda.

En la definición de los precios del MAE, se considerarán solamente las restricciones de transmisión entre submercados. El despacho en tiempo real considerará todas las restricciones de transmisión, así como las declaraciones de disponibilidad y otros eventos ocurridos después de la formación del precio.

Los precios serán determinados con antelación que será definida por el MAE, y que podrá ser de una semana, o preferencialmente, de un día (*ex ante*). El precio del MAE en cada submercado será establecido para diversos períodos de apuramiento.

Teniendo en cuenta una función de costo de déficit, que será definida por la ANEEL, le cabrá al ONS sugerir a la ANEEL el racionamiento preventivo de energía. En la eventualidad de un corte de carga provocado exclusivamente por insuficiencia de generación del sistema, los precios del MAE se fijarán de acuerdo con los correspondientes costos de interrupción. La insuficiencia de capacidad podrá ser definida *ex ante* o *ex post*.

Consumidores cuya demanda contratada totalice por lo menos 10 MW y promuevan alguna forma confiable de acuerdo operativo con el ONS podrán presentar al MAE propuestas de reducción de carga condicionadas a los precios de corto plazo. Antes de que un consumidor sea autorizado a ofrecer tal propuesta, el ONS y el consumidor establecerán un método para verificar la efectividad de las reducciones. Las propuestas

de reducción de carga podrán ser presentadas por comercializadores, en nombre de consumidores identificados individualmente.

4.1.3 Propuesta del MAE

Para la operación del sistema eléctrico interconectado brasileño habrá un proceso de optimización centralizado, efectuado por el ONS (Operador Nacional del Sistema), a partir de un paquete de programas computacionales. Este paquete es formado básicamente por tres modelos de optimización: NEWAVE, DECOMP y DESSEM. El NEWAVE es un programa que determina la planificación de la operación a largo plazo de subsistemas hidrotérmicos interconectados. El DECOMP es responsable de la coordinación de la operación individualizada, por planta, a mediano plazo. El DESSEM hace la programación semanal de la operación.

El resultado final de la cadena de estos modelos será una programación optimizada de despacho, conteniendo volúmenes programados. Vale destacar que la programación de la operación tiene que representar el sistema de transmisión con todas sus características, incluyendo sus límites de capacidad.

Para la determinación del precio del MAE deberá definirse una programación que no considere los efectos de las restricciones de transmisión dentro de los submercados, pero tiene en cuenta las principales restricciones de transmisión entre los submercados. Por lo tanto, esta programación será diferente de la utilizada por el ONS para realizar el despacho real del sistema. Esta diferencia de programación es necesaria para que se defina un único precio del MAE para cada submercado. Estos modelos establecen el costo marginal del sistema para cada submercado, por período de apuramiento, expresado en [R\$/MWh], reflejando el costo de la unidad generadora más cara despachada, o de la oferta de reducción de la demanda, utilizados para atender al mercado.

Los resultados de los modelos (Costos Marginales de Operación, denominados precios sombra) se utilizarán como base de un conjunto de cálculos para definir el precio del MAE (capítulo 3 del documento encaminado por el MAE), de modo que otros factores, como inflexibilidades y adiciones al precio de punta, puedan tenerse en cuenta de manera más completa. La propuesta es que el precio del MAE dentro de cada submercado sea definido para cada período de apuramiento de media hora. El Precio de Venta del MAE (para cada submercado) será igual al precio del MAE sumado al de la Cuota de Capacidad. Así:

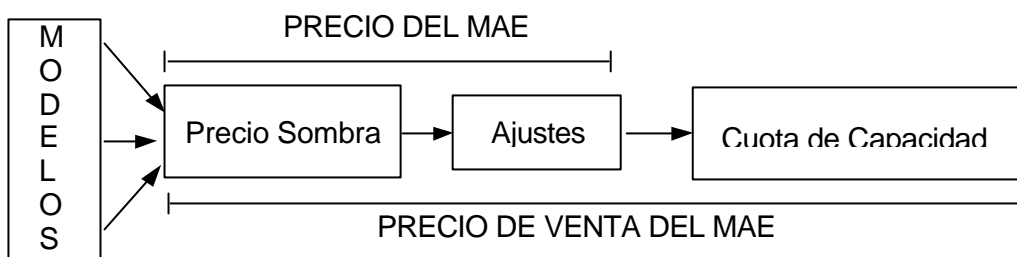


Fig. 4.1 – Precio de Venta del MAE

Varios tipos de inflexibilidad se considerarán en el proceso de fijación de precios, tales como el generador hidráulico que enfrenta limitaciones en su operación o generadores térmicos con contratos *take-or-pay*. Las reglas permiten que las generaciones inflexibles se tengan en cuenta sin, no obstante, permitir que sus costos afecten el proceso de fijación de precios.

El COEX determina si el Precio del MAE deberá definirse usando las reglas del Capítulo 3 o si será dado directamente por el precio sombra determinado por el paquete computacional de modelos de optimización.

Las reglas de ajuste al precio sombra, definidas en el Capítulo 3, si llegan a utilizarse, definen una secuencia de cálculos, resumidos a continuación:

Determinación del precio inicial previsto (SP₀): definido como el precio para la unidad generadora con base en sus costos ofertados y en el nivel de generación contenido en la programación sin restricciones.

$$SP_0 = \frac{\text{Costo Incremental}}{\text{Factor de Pérdidas de Generación}} + \text{Costo de Partida} + \text{Costo sin Carga}$$

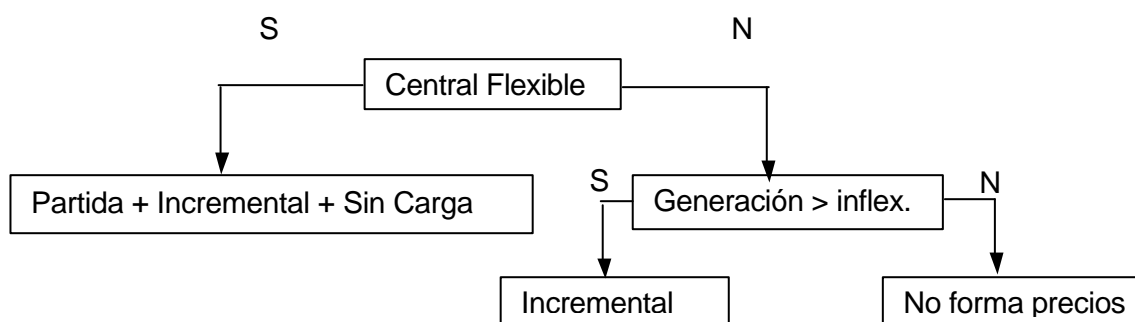


Fig. 4.2 – Determinación del Precio Inicial Previsto

Adición al precio de punta: En función de la tecnología utilizada en la generación termoeléctrica pueden ser necesarios períodos significativos, tanto para toma como para alivio de carga. De esta forma, la operación de una central en un determinado período (programada por los modelos de optimización – ex ante) puede implicar en operación, destinada a la toma o alivio de carga, fuera del orden de mérito de despacho. Se propone una forma de ajuste del precio inicial previsto de una unidad generadora para compensar los costos asociados a los períodos en que ésta esté tomando o aliviando carga a su tasa máxima. Esencialmente, este mecanismo consiste en la asignación de los costos asociados a la operación durante la toma o el alivio de carga en tasa máxima, en el período de generación que atiende efectivamente a la programación optimizada.

Determinación del Precio derivado no Ajustado: se identifican los submercados que están importando energía. El precio de la energía importada es igual al precio de la energía en el mercado exportador dividido por el factor de pérdidas de transmisión. El precio derivado no ajustado será el máximo entre el precio de la energía importada de otro submercado y el precio de generación más cara dentro del submercado del que se trata.

Se debe repetir el proceso hasta que se hayan determinado todos los precios de todos los submercados. La única excepción a esta regla ocurre cuando el submercado exportador está en racionamiento, porque llevaría el precio del MAE del submercado importador a valores superiores a los del racionamiento.

Determinación del Precio Programado: el precio programado (SP_{ij}) deberá ser calculado para cada unidad generadora en cada período de apuramiento para ser utilizado como dato de entrada para el cálculo del precio derivado del MAE.

Determinación del Precio del MAE derivado: este proceso sigue el mismo procedimiento que el precio derivado no ajustado del MAE, excepto que el precio programado calculado arriba substituye el precio inicial previsto (SP_{0ij}).

Las reglas proponen que el precio del MAE usado en la liquidación financiera debe ser determinado ex post, basado en el consumo y disponibilidad reales del sistema. Éste sería complementado con un precio del MAE indicativo ex ante.

Dos opciones fueron consideradas por el COEX. Ellas son:

- a) determinar el precio del MAE *ex ante* – basado en las previsiones de demanda y disponibilidad para el día siguiente; y
- b) determinar el precio del MAE *ex post* – calculado después de que la comercialización haya ocurrido, basado en la demanda real y en la disponibilidad real del generador.

Según la justificativa para determinación de los precios del MAE, el COEX optó por la opción *ex post* por las siguientes razones:

- a) el precio *ex post* garantiza un resultado que refleja la mejor aproximación a las condiciones reales del sistema;
- b) el precio *ex post* reduce la posibilidad de manipulación (*gaming*);
- c) la Cuota de los Servicios del Sistema será menor.

Según el documento de justificativa encaminado, el establecimiento del precio MAE a través de la combinación de los precios *ex ante indicativo* y *ex post* presenta un impacto positivo en la comercialización. La señal proporcionada por el precio indicativo permitiría una mayor seguridad a los agentes en la gerencia de sus riesgos y en la determinación de sus ofertas, garantizando que exposiciones futuras se basaran en expectativas propias en relación al precio del MAE *ex post*. De forma complementaria, el precio *ex post* aseguraría un ambiente más confiable a los agentes del MAE, ya que representaría el real equilibrio entre disponibilidad y consumo, configurando, de esta manera, el escenario adecuado para la actual fase de desarrollo del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica brasileño.

4.1.4 Aspectos Relevantes

Dentro de la discusión sobre la formación de precios del MAE se insertan dos cuestiones básicas: los modelos computacionales que sirven como base para la definición del despacho optimado de la generación, con el precio que resulta de dicha optimización, y la utilización o no de esos precios para la contabilización y liquidación de las posiciones asumidas por los agentes en cada momento del proceso.

Con relación a la utilización de los modelos computacionales de optimización, ya no está en discusión si el despacho debe definirse centralizadamente o si se debe dar mayor libertad para que los agentes generadores tomen sus propias decisiones comerciales. Esa decisión ya ha sido objeto de estudio en el proyecto RE-SEB, consolidándose en Ley la opción por el modelo centralizado. La libertad que se puede considerar en esta etapa se refiere a las declaraciones de precio y disponibilidad por parte de los generadores termoeléctricos no participantes en la CCC. Así, debe alcanzarse un equilibrio entre la libertad comercial que se debe dar a esos agentes y la debida consideración de sus declaraciones en los modelos de optimización. De esa forma, la frecuencia con que esos agentes informarán sus precios al MAE asume una importancia que sugiere que este asunto no debe dejarse para un procedimiento de mercado, empezando a formar parte de las propias reglas del MAE.

Con relación a la utilización de los precios calculados en el MAE en los diferentes momentos del proceso de optimización, es importante destacar que esa es una cuestión básica en cualquier mercado de energía.

Un mercado *ex ante*, implica la compra y venta de energía realizadas antes de que el consumo y la generación reales tengan lugar. Mercados *ex ante* fijan el precio por el cual se cobrará de los consumidores y se pagará a los generadores antes del consumo real. Las cantidades compradas y vendidas se basan en la previsión del comprador sobre su consumo y de la previsión de su disponibilidad por parte del generador. En el mercado

ex ante, generadores y consumidores hacen un compromiso financiero para comprar y vender cantidades determinadas al precio ex ante.

Las ventajas básicas de mercados ex ante son las siguientes:

- Facilitan la incorporación de la oferta de reducción de la demanda;
- Proporcionan seguridad de precios, tanto para consumidores como para generadores, antes del despacho real. Eso es particularmente importante para compradores y generadores térmicos, que pueden tener costos fijos de partida los cuales necesitan tener la seguridad de que van a recuperarlos antes de comprometerse a partir, pero son menos importantes para generadores hidroeléctricos;
- Los mercados ex ante reducen la habilidad de que los generadores jueguen con sus disponibilidades (desde que desviaciones en tiempo real de los compromisos ex ante sean cobrados por el costo marginal). Si ellos no están disponibles para generar, deben comprar la potencia substituta al precio de sus ofertas. Si un generador realizó una venta en el mercado ex ante y no está disponible para generar aquello a lo que se comprometió, él debe comprar la potencia substituta para cumplir su obligación. Si el costo de la potencia substituta es más caro que el precio ex ante, el generador no puede ganar al jugar con su disponibilidad.

Una desventaja de los mercados ex ante es que ellos requieren de un mecanismo para adjudicar precios a las variaciones de las cantidades ex ante, por ejemplo, un mercado ex post, o algún otro mecanismo. Existen oportunidades de juego para generadores si a las desviaciones de las cantidades ex ante se determinan precios de otra manera que no sea la del costo marginal de la potencia substituta.

Por lo general, el consumo y la generación real serán diferentes de las cantidades compradas y vendidas en el mercado ex ante. Previsiones de demanda son inexactas. Generadores pueden no estar disponibles para generar, debido a problemas de operación. La carga real y los recursos de generación usados para atenderla pueden, por lo tanto, ser diferentes de aquellos establecidos en el mercado ex ante. Por lo tanto, con un mercado ex ante, sería necesario un mecanismo para contabilizar y establecer precios para las desviaciones de las cantidades ex ante. Un mercado ex post es un camino para alcanzar ese objetivo.

Un mercado ex post es un mercado en el que cantidades y precios se determinan después de la operación. Los precios de ese mercado reflejan el consumo real y la generación que se despacharía basándose en las últimas declaraciones en el caso de que el submercado operara sin restricciones internas de transmisión durante el período de tiempo. En ese caso, el MAE despacharía la generación disponible (y la carga que se puede despachar) de acuerdo con sus valores ofertados en el caso de térmicas que no tengan CCC ni Contrato Inicial, y de las ofertas de reducción de demanda; y del costo marginal del agua en el caso de las hidroeléctricas con MRE. El precio ex post sería entonces igual al costo o valor ofertado del recurso despachado más caro durante el período de determinación del precio, por ejemplo, media hora. Las cantidades compradas y vendidas en el mercado ex post se basarían en los valores verificados de la carga y en el valor ex-post determinado en el despacho basado en las últimas declaraciones de la generación en el que no se considerarían las restricciones de transmisión internas al submercado.

Una ventaja de un mercado ex post es que los precios ex post reflejan el costo marginal de atención a la carga real.

Las desventajas de un mercado ex post son las siguientes:

- Sin ningún compromiso anticipado en un mercado ex ante, los generadores no están sujetos a sanciones financieras por no estar disponibles para despacho. Esto

puede conducir a oportunidades de juego para que generadores con grandes portafolios manipulen sus disponibilidades;

- Es más difícil incorporar ofertas de reducción de la demanda. Ellas sólo pueden usarse para determinar precio y racionar la capacidad en el caso de que sean despachadas por el ONS.

Un mercado ex ante, combinado con un ex post, trata de reunir los beneficios de ambos descritos arriba. Un mercado ex post tasa los precios de desviaciones de compromisos ex ante al costo marginal de atender a aquellas variaciones. Solamente generadores y consumidores que se desvían de compromisos previamente establecidos pagan los costos adicionales impuestos al sistema. Esto reduce los incentivos para que generadores jueguen con sus disponibilidades.

Si un generador no está disponible para despacho, él es responsable de cualquier costo adicional impuesto al sistema, a través de la compra de potencia substituta al precio de mercado *spot*. De manera semejante, consumidores que consuman potencia adicional en el despacho en tiempo real pagarán los precios asociados con su consumo adicional. Consumidores que compren todas sus necesidades en mercados ex ante no serán afectados por variaciones en tiempo real.

En sistemas de múltiples contabilizaciones, ofertas para el día siguiente se usan para despacho y contabilización de transacciones cerradas para el día siguiente. Solamente las desviaciones utilizan precios ex post.

4.1.5 Constataciones y Resultados

La base de la formación de precios del MAE, tanto ex ante como ex post, es la cadena de modelos computacionales de optimización energética. Así, es imprescindible que las reglas del MAE describan y documenten esos modelos en nivel suficiente para un perfecto entendimiento por todos los agentes. Vale destacar que el “Documento Básico para el establecimiento de las Reglas del MAE”, anexo al “Acuerdo de Mercado”, define que todos los modelos computacionales utilizados, *“incluso sus programas fuente, serán puestos a la disposición de los participantes del MAE”*.

Otro aspecto relevante es la necesidad de un período de prueba que preceda a la aplicación efectiva de nuevos modelos y de modificaciones de gran relevancia en los modelos existentes o en sus principales parámetros, de modo a permitir la validación por los agentes participantes del MAE y la posterior homologación por la ANEEL.

No hay base, en las reglas encaminadas para homologación, para la necesidad de dejar para el COEX la atribución de decisión sobre la utilización o no de ajustes a los precios obtenidos por los modelos computacionales. Cualquier mecanismo de ajuste (“costo de partida”, “PMT” y “operación sin carga”) debe estar incluido en el modelo de optimización que definirá la prioridad de despacho, so pena de no estar obteniendo, efectivamente, una solución óptima real.

Las declaraciones de costo de partida y tasa máxima de alivio y toma de carga, deben ser totalmente libres, excepto para centrales termoeléctricas participantes en la CCC, ya que la señal económica resultante se muestra adecuada si se incorpora esta lógica en el modelo de optimización.

Considerando la relativa complejidad y posibilidad de errores asociadas a la incorporación de estos mecanismos en la lógica del modelo de optimización de la operación, se sugiere analizar una alternativa simplificada en la que la declaración sería sólo de los precios incrementales, los que incluirían los factores motivadores de estos mecanismos (costos de partida, alivio y toma de carga y operación sin carga). Es obvio que esto ampliaría las incertidumbres de los generadores, pero evitaría posibles distorsiones o falta de convergencia en la optimización. Esta mayor incertidumbre,

consecuente para los agentes, podría reducirse con la doble liquidación (ex ante/ex post). La frecuencia de declaración de estos “precios incrementales” se vuelve más importante debiendo ser diferenciada para centrales participantes en la CCC y demás plantas termoeléctricas.

En cuanto al mecanismo de “operación sin carga” se sugiere su substitución por la posibilidad de que el agente declare una determinada carga parcial mínima y considerar esta parte de costo en el “precio incremental”. Sin embargo, estas limitaciones pueden resultar en precios más altos, debiendo existir un ajuste, pero bastante diferente del que se propone en las reglas.

El propósito del sistema de múltiple contabilización puede verse en el siguiente ejemplo. Si un generador fallase, entonces otros generadores tendrían aumento de su producción, empujando para arriba el precio ex post. El generador pagaría una sanción por la diferencia entre el precio ex post y el precio ex ante multiplicado por la cantidad que él haya dejado de suministrar.

El sistema de una única contabilización puede parecer más sencilla que el de múltiples. Primero, él usa solamente un conjunto único de precios horarios. No obstante, esa simplicidad es engañosa. La dificultad con la contabilización ex post es que ella es realizada solamente con el precio ex post, ya que todos los compromisos y transacciones son contabilizados utilizando precios establecidos después de la operación. Después de que se establece la programación del día anterior, los licitantes pueden tener un incentivo para efectuar ajustes que influyeran el precio ex post hacia una dirección favorable. Ellos pueden tener ventaja de inelasticidades de corto plazo en las curvas de oferta y de demanda para obtener lucros excesivos.

Saber cómo se hace esto es complejo, y puede ser mejor explotado por grandes generadores con una escala suficiente para que el esfuerzo se vuelva valioso. La complejidad y el riesgo adicional resultantes desaniman la entrada de nuevos actores y la participación de pequeños generadores y de las ofertas de reducción de la demanda, cuyo ingreso neto puede desaparecer en función de la volatilidad del precio después de la operación.

Estos juegos pueden ser mitigados por sanciones financieras por fallas en cumplir lo que se programó. Entonces, la cuestión será: ¿Cómo fijar tales sanciones? Alguna flexibilidad es necesaria debido a incertidumbres en la demanda y en la oferta. Fijar sanciones muy elevadas conduce a respuestas ineficientes a estas incertidumbres, y fijar sanciones muy bajas lleva a juegos excesivos. La confianza en sanciones es altamente ineficiente y problemática en su funcionamiento.

Un sistema de múltiple contabilización mitiga los juegos en mercados oferentes. Primero, las ofertas para el día siguiente representan compromiso financiero. Las ofertas y la programación resultante tienen credibilidad precisamente porque significan propuestas firmes. Segundo, ofertas posteriores no modifican los precios ex ante. Estos permanecen constantes para todas las transacciones realizadas en el mercado para el día siguiente. Desviaciones de la programación del día siguiente afectan el precio ex post, pero ese precio sólo se usa para tasar el precio de esas desviaciones. Por lo tanto, en un sistema de múltiple contabilización, el incentivo para manipular el precio ex post es mucho menor que en un sistema de contabilización única.

Sanciones por el no cumplimiento de la programación no son necesarias en un sistema de múltiple contabilización, desde que las desviaciones se cobren por el precio correcto. Si un generador falla en la entrega de lo programado, entonces el generador es responsable de la compra al precio ex post de la cantidad que él debería entregar.

El sistema ex ante combinado con el ex post reduce el riesgo para los oferentes, principalmente el oferente de reducción de la demanda, siempre y cuando ellos puedan cerrar negocios por el precio ex ante. Además, ese sistema reduce las incertidumbres del

despacho porque no estimula cambios en la programación, y automáticamente fija sanciones correctas por su falta de cumplimiento. El sistema mantiene la flexibilidad requerida para responder eficientemente a las fluctuaciones en la demanda y en la oferta.

Una dificultad de ese sistema son los múltiples precios para la energía. Algunos pueden pensar que la energía en un determinado momento y lugar debería tener un precio único. Sin embargo, eso no es cierto. El precio debe ser determinado en el momento en el que el recurso es comprometido. Por lo tanto, si existen dos puntos de compromiso (para el día siguiente basado en previsiones, y en tiempo real basado en los eventos), entonces deben existir dos precios, uno ex ante para los compromisos anticipados y uno ex post que reconozca el efecto de las contingencias.

4.2 CUOTA DE CAPACIDAD

4.2.1 Introducción

La operación del sistema eléctrico presupone la existencia de adecuada oferta de energía y potencia para cubrir los requisitos del mercado en los diversos niveles de carga (máxima, mediana y baja), además de los casos de ocurrencia de emergencias del sistema (fallas en equipos o instalaciones). Esta presuposición determina la existencia de unidades generadoras despachadas solamente en los horarios de carga máxima o por restricciones debidas a la falta de capacidad del sistema eléctrico, cuando éstas serían remuneradas a través de la facturación de la energía comercializada.

En estas situaciones, especialmente cuando ocurren restricciones del sistema eléctrico, la energía suministrada adquiere valores elevados, traducidos en facturaciones significativamente altas, compensando los períodos ociosos (en el despacho) de éstas.

Aunque, a lo largo de la vida útil de una empresa de esta naturaleza, sus costos sean remunerados, la forma de recuperación de los mismos a través de facturaciones esparcidas y no previsibles, les da a los mismos una falta de atracción de inversiones, así como dificultades en la obtención de financiamiento por parte de organismos financiadores, que exigen garantías de pago. Este contexto lleva a una expectativa de reducción gradual de la disponibilidad de capacidad de demanda en la central generadora del sistema eléctrico.

De esa forma, la cuota de capacidad fue idealizada como un mecanismo que proporcionara recursos para la remuneración de los costos fijos de empresas disponibilizadoras de capacidad de demanda al sistema, en la forma de un flujo de pagos uniforme y previsible. Ella sería dedicada a los generadores que pudiesen disponibilizar capacidad adicional de potencia, con el objeto de fomentar el incremento de capacidad del parque generador existente, por el aumento de capacidad instalada a través de la instalación de nuevas máquinas o de hacer más eficientes las ya existentes, o incluso, la implantación de nuevas centrales.

“La consideración del pago por cuota de capacidad es importante porque ésta va a ser una substancial fuente de recursos para los generadores, si llega a adoptarse. La necesidad de la cuota de capacidad ha sido uno de los puntos más controvertidos en todas las reestructuraciones de mercados donde ésta se ha adoptado; sin embargo, no todas las reestructuraciones han adoptado la cuota de capacidad” [Laura Brien, Consultora técnica, Analysis of Wholesale Electricity Market in Brazil].

4.2.2 Propuesta del Documento Básico

El Documento Básico para el Establecimiento de las Reglas del MAE, anexo al Acuerdo de Mercado, incorporó la siguiente directriz por lo que se refiera a la Cuota de Capacidad.

“Una Cuota de Capacidad (EC) será establecida, debiendo incidir sobre toda la carga, contratada o no, de los comercializadores y de los consumidores libres actuantes directamente en el MAE. El EC deberá incentivar a los generadores a estar disponibles, cuando sean solicitados por la operación del sistema, así como fomentar la adecuada expansión de la potencia instalada en los sistemas interconectados, y podrá constituir parte de la Cuota de Servicios del Sistema.

Estudios deberán hacerse, especialmente en la fase de implantación de la EC, para garantizar que sus montos y los valores de los costos de déficit, utilizados en la determinación de los precios del MAE, se fijen de forma consistente, es decir, que el efecto combinado de ambos alcance un nivel adecuado de pagos a los generadores, que no cree incentivos insuficientes o excesivos.”

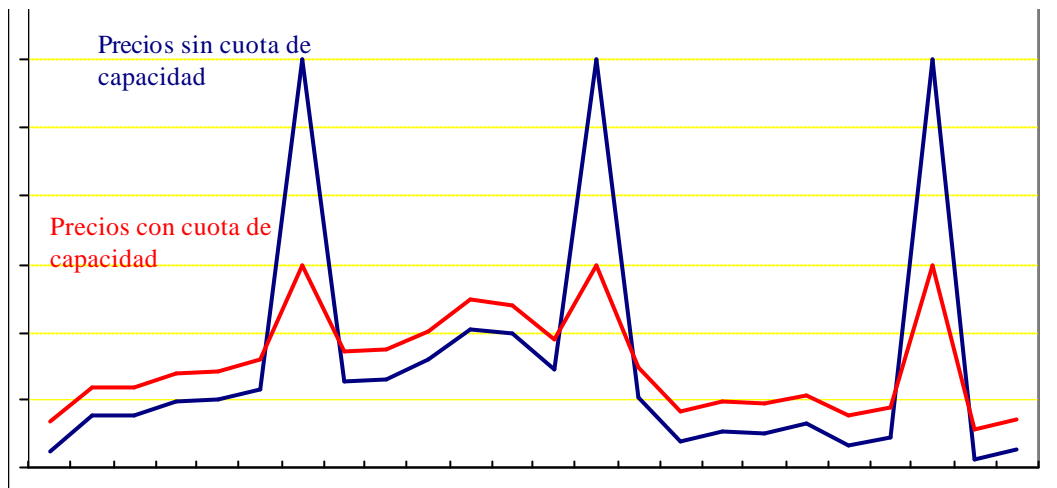
De esta forma, queda clara la opción por la implantación de la Cuota de Capacidad, introducida en los lineamientos o directrices aprobados en el Documento Básico, pero debe garantizarse que la introducción de ésta no cree distorsiones en las señales económicas originadas por el mercado.

La forma como esta cuota fue propuesta por el MAE, según se presenta a continuación, corresponde a la indicada en el documento básico, pero trae algunas variaciones importantes que necesitan analizarse mejor.

4.2.3 Propuesta del MAE

En principio, la cuota de capacidad podría definirse como un valor vinculado a los costos fijos y de operación de las empresas declaradas y operadas como reserva de potencia del sistema, pagado por todos los consumidores, beneficiarios de la fiabilidad y continuidad del suministro de energía. No obstante, este mecanismo establecería ingresos adicionales para los generadores de este segmento sin la contrapartida de la garantía de mantenimiento de precios razonables de la energía en los momentos de restricción del sistema eléctrico, que quedaría condicionada a los valores ofertados por los detentores de esta condición.

La forma de cálculo y de pago de la cuota de capacidad, propuesta en el documento elaborado por el MAE, fue establecida como un mecanismo que tiene por objeto garantizar un valor tope para el precio del MAE en la ocurrencia de restricciones por falta de capacidad en el sistema eléctrico, cuando este valor se elevaría, igualándose al costo estimado de la interrupción. La diferencia entre esta estimación y el valor tope establecido sería convertida en valores uniformes de pagos que se incorporarán en el valor de la energía en las facturas correspondientes a los horarios de carga mediana y máxima, de forma que el total de pagos sería equivalente al previsto, en un período de tiempo, si no hubiera la reducción del precio del mercado en los momentos de interrupción.



La figura 4.1 ayuda a ilustrar esta proposición de establecimiento, donde en el eje horizontal se tiene el tiempo y en el eje vertical están los precios para cada período de apuramiento. La línea azul representa los precios sin la consideración de una cuota de capacidad, y la línea roja, los precios considerando la cuota de capacidad.

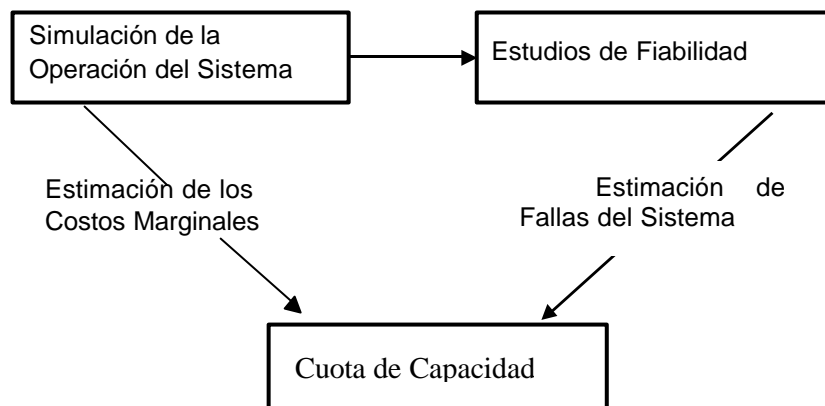
Los picos de precio, ocurrirían en los períodos de expectativa de interrupciones en el sistema eléctrico. En estos casos, el precio del MAE sería igual al costo de la interrupción, donde, con la aplicación de la cuota de capacidad, el precio quedaría limitado a un valor menor definido a través de la aplicación de un reductor, llamado de Reducción del Costo de Interrupción (REVLL). En la gráfica, este valor corresponde al pico de la curva roja. La diferencia entre la curva roja y la curva azul en los períodos fuera de los picos corresponde a los pagos referentes a la cuota de capacidad.

La estimación de las ocurrencias de restricción en el sistema eléctrico, considerada para la valoración de la cuota de capacidad sería determinada a través de modelos de estudios de fiabilidad (ver diagrama a continuación), donde se establecerían las probabilidades de fallas en el sistema eléctrico, así como las expectativas de duración de las mismas. La existencia de disponibilidad de capacidad de potencia tiene influencia directa en los valores de estos parámetros.

El cálculo de la cuota de capacidad se haría anualmente y consistiría en la evaluación del monto financiero resultante de interrupciones no considerando la reducción del costo de interrupción con el REVLL. Esta estimación se obtiene esencialmente a través de dos cálculos distintos pero relacionados; uno consiste en la simulación de la operación del sistema y otro en la estimación de la probabilidad de fallas en el sistema, como se describe en la figura abajo.

Resultando de los dos cálculos mencionados, se obtendrán los estimadores de costos marginales y de probabilidad de pérdida de carga (LOLP), y una vez obtenidos estos valores, el cálculo del monto que se debe recaudar mediante la cuota de capacidad se calcula fácilmente.

Finalmente, el valor de la cuota de capacidad que se deberá añadir al precio en los períodos de carga mediana y alta se calculará distribuyendo la suma de la multiplicación del costo marginal entre la probabilidad de pérdida de carga para cada período de interrupción.



4.2.4 Constataciones y Resultados

En resumen, los principales objetivos para la implantación de la Cuota de Capacidad, según la propuesta de reglas elaboradas por el MAE, son:

- fomentar la disponibilización de capacidad de generación no contratada para el mercado de corto plazo;
- señalar e incentivar la expansión de capacidad en el parque generador; y
- suavizar potenciales “irrupciones” en el precio del MAE en los períodos de restricciones por falta de capacidad del sistema eléctrico.

Conceptualmente, el propósito del establecimiento de una cuota de capacidad, en los términos arriba mencionados, sería adecuado ante las necesidades del sistema. No obstante, de la manera propuesta por el MAE, estos objetivos no se cumplen, siendo que en algunos casos se pueden tener resultados adversos, posibilitando una actuación perversa de los beneficiarios (generadores existentes) hacia el incremento de la capacidad de potencia, lo que aumentaría el valor de la cuota y, en consecuencia, elevaría sus ingresos.

El aumento de la capacidad de potencia, en puntos adecuados del sistema, reduciría los riesgos de falta de capacidad y, por consiguiente, el valor de la cuota. Esto reduciría el ingreso de los generadores existentes, que detienen esta condición.

Además, desde el punto de vista metodológico, la cuota de capacidad, basada en un modelo de probabilidad de pérdida de carga y de estimación del valor de la carga interrumpida, como propone el MAE, puede resultar en precios que estarán en desequilibrio con el precio del mercado de energía (demasiado elevado o demasiado bajo), o sea: una expectativa superestimada de los costos de pérdida de carga puede crear una demanda por capacidad artificialmente inflada y resultar en un alto precio de capacidad, que, a su vez puede conducir a una sobrecapacidad de generación y a un precio reprimido de la energía, causando una relación producción-consumo ineficiente.

Así, no hay confianza en la cuota de capacidad y en la capacidad requerida obtenidas a partir de esos cálculos, ya que el valor de la carga interrumpida, usado como dato de entrada, se fija administrativamente y no tiene base mercadológica. Al contrario de lo que se tiene por objeto, la introducción de la cuota de capacidad puede dar lugar a la práctica de juegos por los grandes agentes generadores, manipulando la disponibilidad de sus centrales, en el sentido de aumentar el precio “spot” y extraer renta adicional, como sucedió en Inglaterra.

Estas constataciones fueron corroboradas en los planteamientos presentados por consultores, especialmente contratados por la ANEEL para el proceso de discusión en foco. En sus pareceres sobre las reglas del MAE en consideración, ellos dejaron clara la complejidad de los propósitos conceptuales y del establecimiento de la cuota de capacidad, incluso con relación a su adopción, según algunos puntos citados a continuación:

“ La cuota de capacidad fue introducida por primera vez en la reforma de la Industria de Suministro de Electricidad de Inglaterra y País de Gales, para señalar la necesidad de que se construya nueva capacidad y atraer inversiones en generación. La justificativa para esa cuota fue el temor de que el proceso de subasta en el spot llevara el precio al nivel de los costos variables, dejando de remunerar la inversión. La forma adoptada que esa cuota tomó fue el VALOR ESPERADO DE LA CARGA PERDIDA, o sea, el VALOR DE LA CARGA PERDIDO multiplicado por la PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA, sin embargo, los abordajes en la forma adoptada en aquellos países condujeron a la posibilidad de juegos (comportamiento estratégico) de los grandes generadores” [J. Lizardel y H. Queiroz, Instituto de Economía de la UFRJ, Análise das Reglas do MAE].

“La forma de implantación de este mecanismo, o incluso su real necesidad, presenta básicamente tres posibles abordajes para la cuota de capacidad: los precios de mercado ya darían las señales económicas necesarias adecuadas, la adición en el precio de “spot” de la cuota de capacidad y la obligación de la contratación de un porcentaje adicional a los contratos de energía a título de reserva de capacidad “ [S. Oren, Consultor Técnico, Review of MAE Rules for Brazilian Wholesale Electricity Market].

“Es cuestionable que la cuota de capacidad proporcione incentivos correctos para la expansión del sistema por dos razones: la entrada de una única compañía puede tener un impacto significativo, y en un parque generador primordialmente hidroeléctrico es posible aumentar la potencia instalada sin aumentar la capacidad de generación de energía” [I. Sauer, C. P. de Paiva e R. L. Hochstetler, USP, Análise das Regras do Mercado Atacadista de Energia].

“Desde el punto de vista conceptual se entiende, desde la época del Proyecto RESEB, que un sistema con las características del brasileño necesita una fuerte señal para el mantenimiento de condiciones de oferta adecuadas en los horarios de mayor consumo, siendo que el argumento de la Coopers & Lybrand, de que la diferenciación de los precios de energía, con valores distintos cada media hora, sería suficiente como “motor” de la expansión de capacidad de punta y estímulo para el mantenimiento eficiente de las unidades generadoras, siempre se consideró no convincente. Desde ese punto de vista, por lo tanto, hay que aplaudir la decisión tomada en el MAE de efectivizar la implementación de una cuota de capacidad.

Falta evaluar si la metodología adoptada, con mecanismos de mitigación de variabilidad y reducción en las exposiciones, llevará a alcanzar los objetivos perseguidos con la creación de la Cuota de Capacidad, haciendo hincapié, sin embargo, en que la parametrización de la cuota siempre se podrá evaluar y, en el caso en que los resultados no estén correspondiendo, efectuar una corrección de rumbo. Lo importante es la institucionalización del mecanismo, abriendo la posibilidad de realizar las revisiones necesarias, que no serían posibles en la situación de expansión de la oferta de punta insuficiente, y de no sacramentar la institución del mecanismo .” [L. B. dels Reis, D. S. Ramos, C. M. V. Tahan, H. Arango y W. S. Lima, USP, Análise Crítica das Regras do Mercado Atacadista de Energia - MAE]

Por otro lado, desde el punto de vista de quien sufriría gravamen en el pago, la cuota de capacidad representaría, en síntesis, una cuota adicional, incorporada en el valor de la energía, que sería caracterizada como una anticipación en razón de una expectativa de ocurrencia futura de valor elevado de la energía, ante la dificultad de suministro o restricciones del sistema. Esta caracterización, en la forma de seguro, sería imputada al consumidor sin la declaración de opción de interés del mismo, que podría, en último análisis exponerse al riesgo.

Vale recordar que, en perjuicio de la cuota de capacidad se podrían establecer otros mecanismos de protección contra la elevación del precio de la energía, que van desde una menor exposición al mercado de corto plazo, con la celebración de contratos bilaterales, o por la decisión de exponerse al riesgo, contratando un seguro de cobertura de riesgo.

Por la propuesta encaminada por el MAE, la cuota de capacidad representaría la creación de una cuota adicional, vinculada al valor de la energía, atribución, ésta, no constante en la constitución legal del Mercado Mayorista de Energía – MAE.

4.3 Mecanismo de Reasignación de Energía - MRE

4.3.1 Introducción

La operación cooperativa del parque generador brasileño ha sido históricamente utilizada para garantizar el uso eficiente de recursos energéticos en el País, con base en el Art.13 de la Ley nº 5.899, del 5 de julio de 1973. Con la introducción de la competencia y el aumento del número de agentes de generación, se optó por el mantenimiento de la operación centralizada de las centrales generadoras hidroeléctricas teniendo por objeto la optimización del uso de los reservorios. Así, la Ley nº 9.648, del 27 de mayo de 1998, instituyó, en su artículo 14, la introducción de un mecanismo de reasignación de energía para mitigação del riesgo hidrológico.

El Decreto nº 2.655, del 2 de julio de 1998 dedica toda la Sección II a la definición de los principios generales del Mecanismo de Reasignación de Energía – MRE, fijando las siguientes características principales:

(a) solamente participarán en este mecanismo las centrales hidroeléctricas despachadas de forma centralizada;

(b) a criterio del Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS, las plantas hidroeléctricas con capacidad instalada igual o inferior a 50 MW serán despachadas centralizadamente, o no;

(c) las reglas de tipo contable del MRE, relativas a la redistribución de los créditos y débitos de generación entre las centrales de su alcance, deberán tener en cuenta la existencia de áreas de mercado;

(d) a cada planta hidroeléctrica despachada centralizadamente, le corresponderá un monto de energía asegurada, mediante un mecanismo de compensación de la energía efectivamente generada;

(e) se considera energía asegurada del sistema la que se puede obtener, con riesgo de déficit preestablecido, según reglas aprobadas por la ANEEL;

(f) se considera energía asegurada de cada central hidroeléctrica, participante en el MRE, la fracción asignada a la misma de la energía asegurada del sistema;

(g) la energía asegurada relativa a cada planta participante del MRE, constituirá el límite de contratación para los generadores hidroeléctricos;

(h) las transferências de energía entre las centrales participantes en el MRE, teniendo por objeto la reasignación de energía, estarán sujetas a la aplicación de cuota, basada en tarifa de optimización establecida por la ANEEL, destinada a la cobertura de los costos incrementales que hayan ocurrido durante la operación y el mantenimiento de las centrales hidroeléctricas y por el pago de la compensación financiera por el uso de los recursos hídricos;

(i) los riesgos de indisponibilidad de las centrales de generación hidroeléctrica, de naturaleza no hidrológica, serán asumidos individualmente por las propias plantas participantes, no siendo, por lo tanto, cubiertos por el MRE.

El Mecanismo de Reasignación de Energía – MRE contiene, en los fundamentos de su creación, el principio de un instrumento de mitigación de riesgo hidrológico, funcionando por medio de la diversificación de estos riesgos. La otra cara de este mecanismo es la promoción de una simetría entre las cuotas asumidas por los generadores, una vez que el orden de mérito es definido por el despacho centralizado. Este caso queda bien claro cuando sucede en una central con reservorio que, a pesar de tener capacidad de generar energía, no es despachada, para que pueda acumular agua para una generación futura.

4.3.2 Propuesta del Documento Básico

El MRE es un mecanismo financiero de compartición de los riesgos hidrológicos que afectan a sus participantes, resultantes, particularmente, de los efectos de la optimización centralizada del sistema sobre los niveles de generación de cada planta. La aplicación de ese mecanismo no producirá efectos económicos o contractuales sobre los miembros del MAE no participantes en el MRE.

Participarán en el MRE todas las plantas hidroeléctricas despachadas centralizadamente y las cuotas-parte de la energía generada por la Itaipú Binacional y destinada al sistema brasileño. Las plantas termoeléctricas, que sean consideradas en los contratos iniciales y que además tengan sus costos de combustibles cubiertos por la Cuenta de Consumo de Combustibles - CCC, participarán en el MRE, observado el porcentaje de reducción previsto para los años de 2003 a 2005, de acuerdo con el inciso II del Art. 10 de la Ley nº 9.648, del 27 de mayo de 1998.

A cada central participante del MRE le corresponderá un volumen de energía asegurada, en los términos del Art. 21 del Decreto nº 2.655, del 2 de julio de 1998. Si la producción total del MRE fuera inferior al total de energía asegurada, la energía efectivamente generada será reasignada entre los participantes proporcionalmente a las energías aseguradas de éstos. Los riesgos de indisponibilidad de las plantas, de naturaleza no hidrológica, serán asumidos individualmente por las plantas participantes, no siendo, por lo tanto, cubiertos por el MRE.

Cuando la producción total de las plantas participantes en el MRE sea superior al correspondiente total de energía asegurada, la diferencia será definida como energía secundaria del MRE. Esa energía será asignada a cada planta proporcionalmente a su generación efectiva o a su energía asegurada, o a la diferencia entre esos dos valores. La solución adoptada en las Reglas del MAE deberá tener fundamento en un análisis detallado de las ventajas y desventajas de dichas alternativas.

En el caso de que el proceso de reasignación de la energía secundaria considere, de alguna manera, la generación efectivamente producida, será necesaria una reconciliación periódica de los valores de energía apurados, de forma a compatibilizarlos con la energía media generada a lo largo del período (e.g. semana, quincena o mes).

Las reasignaciones de energía entre las plantas participantes en el MRE estarán sujetas a la aplicación de una cuota basada en una tarifa de optimización establecida por la ANEEL, destinada a la cobertura de los costos variables de operación y mantenimiento de las plantas y del pago de la compensación financiera por el uso de los recursos hídricos, de *royalties* y de otras cuotas o tributos que incidan o lleguen a incidir directamente sobre la producción.

Las reasignaciones entre las plantas del MRE se realizarán prioritariamente en sus propios submercados. Si acaso hay necesidad y posibilidad adicional de reasignación, ella ocurrirá en otros submercados, lo que podrá acarrear exposición de los agentes a un diferencial de precios.

4.3.3 Propuesta del MAE

La propuesta constante en las reglas encaminadas por el MAE con relación al Mecanismo de Reasignación de Energía se basa en un conjunto de principios, descritos a continuación:

a) Niveles de Energía Asegurada: un nivel de energía establecido en bases anuales, para cada generador y aprobado por la ANEEL, que estará sujeto a revisión

cada 5 años o cuando ocurran hechos relevantes. Este nivel pasa por una adaptación estacional mensualmente y es modulado para cada período de apuramiento.

b) La Reasignación de Energía Asegurada: el principio del MRE es que cada generador reciba su nivel de energía asegurada, siempre y cuando los generadores participantes en el MRE, como un todo, generen de manera agregada sus niveles de energía asegurada. Si la generación total fuera menor que la energía asegurada total, los niveles de energía asegurada se reducen en la proporción de la generación total del MRE dividida por el nivel total de energía asegurada. El valor resultante para cada central es denominado Energía Asegurada Ajustada. La reasignación de energía para satisfacer los niveles de energía asegurada (o asegurada ajustada) se realiza de la siguiente forma:

- los generadores que produjeron arriba de sus niveles de energía asegurada tienen su excedente de energía retirado;
- este excedente es asignado a aquellos generadores que produjeron menos que sus niveles de energía asegurada;
- la asignación de aquellos que tienen excedente a aquellos que tienen déficit se hace primero, todo lo que sea posible, entre generadores dentro de cada submercado. El excedente remanente es asignado a partir de los submercados con superávit para los deficitarios, hasta completar los niveles de energía asegurada.

c) La Reasignación de Energía Secundaria: la energía denominada secundaria va a existir cuando los generadores pertenecientes al MRE produzcan en conjunto más que su nivel agregado de energía asegurada. El principio de asignación de energía secundaria es el de que los generadores deben recibir una parte de los beneficios si ellos producen más que su nivel de energía asegurada. Así, se adopta el siguiente criterio para asignación:

- 50% de la energía secundaria se asigna a todos los generadores, en la proporción de sus energías aseguradas; y,
- 50% de la energía secundaria se asigna solamente a aquellos generadores que hayan generado más que sus niveles de energía asegurada, asignada en la proporción del exceso de la producción de cada generador en relación a su energía asegurada.

La asignación de la energía secundaria se realizará mensualmente, luego que se conozca el volumen real. La energía secundaria es asignada primero al submercado donde ella fue generada y después, proporcionalmente, a los otros submercados.

El documento básico, parte integrante del Acuerdo de Mercado, firmado por todos los agentes integrantes del MAE, y homologado por la ANEEL por medio de la Resolución nº 18, del 28 de enero de 1999, definía que con relación a la energía secundaria se debería considerar la asignación en la central utilizando criterios proporcionales a la generación efectiva o a su energía asegurada o a la diferencia entre esos dos valores.

4.3.4 Constataciones y Resultados

A pesar de la obligación legal asociada al MRE, uno de los puntos críticos del mecanismo es que se admita que diferentes agentes tienen la misma percepción de riesgo sobre la actividad de generación hidroeléctrica. Al nivelar todos los generadores en una exposición mediana a las oscilaciones del mercado, el mecanismo hace que las transacciones se realicen en niveles diferentes de su nivel óptimo empresarial. De esta forma, es importante que se introduzcan – aún a mediano plazo – instrumentos que permitan una gestión más flexible de los riesgos, pues el mercado podrá corregir las pérdidas asociadas a problemas de coordinación.

Considerando el régimen de liquidación como siendo *ex ante* con la liquidación de las diferencias *ex post*, se deben introducir las modificaciones necesarias en el MRE, de modo que el mismo pueda absorber esta nueva lógica de formación de precio, una vez que los datos para el cálculo del MRE, en la forma de las reglas propuestas, se obtienen *ex post*. Otro punto importante es que la regla de reparto de energía secundaria como propone el MAE exigirá la reconciliación de valores después de un período de, por lo menos, un año. También las reglas, de la manera como están colocadas, permiten la cobertura de riesgos no-hidrológicos, lo que contraría lo dispuesto en el Decreto nº 2.655.

La asignación del 50% de la energía secundaria sólo a las centrales que generaron más que su nivel asegurado tiene como justificativa promover incentivos para nuevas inversiones en motorización y para el aumento de la disponibilidad. Es importante destacar que los recursos adicionales provenientes de este reparto no garantizan, de manera alguna, nuevas inversiones. Una vez que estos recursos recibidos por generadores ya existentes sólo pueden revertirse en dividendos para los accionistas.

A pesar de que se considere necesaria la existencia de mecanismos con señales económicas para promover nuevas inversiones y el aumento de la disponibilidad, el MRE no parece ser el dispositivo de mercado más eficiente para tal función, una vez que el mismo fue concebido con el objetivo de compartir riesgos asociados a la cuestión hidrológica. Dentro del concepto de compartimiento, es importante realzar que, considerando el carácter discrecional del despacho centralizado, la generación adicional debería ser compartida por todas las centrales que participan en el MRE, pues fue la operación optimizada lo que permitió, en un determinado momento, que existiera generación adicional a los niveles agregados de energía asegurada.

Por lo tanto, la señal correcta debe ser la división de la energía secundaria en la razón de las energías aseguradas que garantiza las siguientes ventajas:

- simplificación del algoritmo de cálculo del MRE, reduciendo la necesidad de reconciliación y asignación en varias etapas;
- simetría de trato entre generadores garantizando la contrapartida del peso del carácter discrecional del despacho centralizado;
- refleja el principio cooperativo de mitigación de riesgo hidrológico.

4.4 Asignación del Excedente Financiero

4.4.1 Introducción

El excedente financiero, también llamado "*surplus*", es el resultado de la diferencia entre el total de pagos y recibimientos ocurridos en los submercados. Los precios diferenciados entre los submercados se deben a las restricciones de transmisión existentes entre ellos, lo que hace que la comercialización de energía de un submercado a otro sea valorada a precios distintos. El submercado importador paga, en relación al exportador, un precio más alto por la energía que es transferida en el intercambio, surgiendo de eso un excedente de renta causado por la diferencia de precios.

En el caso de que no hubiera restricción en la transmisión de energía entre los submercados, éstos tendrían sus precios igualados por el hecho de que podrían optimar el uso de la generación por la fuente más barata de cada área. Sin embargo, las restricciones de transmisión existentes hacen que los generadores del área exportadora pierdan la oportunidad de exportar lo que sería ideal, y, en contrapartida los consumidores de la región importadora quedan sujetos a precios más altos de energía.

Las restricciones de transmisión afectan a los diversos agentes de formas distintas y en función de ello, la asignación del excedente financiero debe hacerse de tal forma que minimice para la sociedad los impactos negativos de estas limitaciones. La asignación más lógica sería la destinación de esos recursos a la reducción de las restricciones de transmisión entre los submercados, lo que viene a ser la principal causa de la existencia del “*surplus*”. No obstante, algunos agentes estarán directamente afectados por las diferencias de precios entre submercados en función de contratos asumidos involuntariamente antes de la institución del Mercado Mayorista de Energía.

4.4.2 Propuesta del Documento Básico

Los Contratos Iniciales y los contratos de compra de las cuotas-parte de Itaipú serán considerados, para efecto de contabilización, compromisos de la parte vendedora en el submercado en el que la parte compradora esté localizada. Los demás contratos bilaterales deberán especificar el submercado en el que ocurrirá su liquidación y el procedimiento que se adoptará en el caso de cambios en la configuración de los submercados;

Los Contratos Iniciales, los contratos de Itaipú, los contratos de compra de energía importada, firmados hasta el 12 de agosto de 1998, y los derechos de autoprodutores y concesionarios de servicio público de generación en consorcios establecidos con base en el Decreto nº 915, del 6 de septiembre de 1993 o en concesiones otorgadas, hasta el 12 de agosto de 1998, con base en la Ley nº 8.987, del 13 de febrero de 1995 o prorrogadas con base en el Art. 20 de la Ley nº 9.074, del 7 de julio de 1995, tendrán prioridad en la utilización de las interconexiones entre submercados, cuando la generación y la carga se localicen en diferentes submercados. En esos casos, será posible la transferencia contable de la energía correspondiente a los submercados donde las cargas estén localizadas;

Considerado lo dispuesto en el párrafo precedente, hacia fines del 2005, los excedentes comerciales originados por las restricciones de flujos entre los submercados se distribuirán de manera prioritaria entre todas las plantas que hayan tenido energía reasignada por el MRE en submercados donde el precio del MAE sea inferior al de los submercados donde se localizan esas centrales, teniendo por objeto reducir o eliminar la exposición de esos agentes a las diferencias de precios entre submercados;

Las Reglas del MAE deberán prever una solución general y definitiva para la asignación de los excedentes comerciales derivados de las restricciones de flujos entre submercados. La solución adoptada en las Reglas del MAE deberá tener fundamento en un análisis detallado de las ventajas y desventajas de las diversas alternativas que se consideren. Entre las alternativas analizadas, deberá incluirse la constitución y operación de un fondo para el financiamiento de la expansión de la transmisión.

4.4.3 Propuesta del MAE

Las reglas presentadas por el MAE proponen la aplicación del excedente financiero prioritariamente para la reducción de los riesgos de algunas transacciones, derivadas de contratos entre los submercados y exposiciones debidas al Mecanismo de Reasignación de Energía – MRE, y secundariamente para la reducción de las cuotas de transmisión de todo sistema.

Las reglas establecen las formas de exposición financiera al riesgo, y que tendrían derecho de ser aliviadas por el excedente financiero, conforme especificado a continuación:

- Contratos Iniciales;

- Inversiones Específicas
- Energía de Itaipú;
- Energía importada;
- Autoproducción; y
- Asignaciones del MRE.

De estos agentes, aquellos que sean beneficiados por las restricciones de transmisión, o sea, que tengan una exposición positiva con relación al precio, deberán tener esos beneficios sumados al “*surplus*” para el alivio de las exposiciones negativas de las transacciones arriba relacionadas. Si ocurriera sobra de recursos, ésta será depositada en un fondo, utilizado para aliviar futuras exposiciones. Las reglas prevén la acumulación del excedente financiero por nueve meses, siendo que a partir del décimo mes de operación del MAE, una novena parte (1/9) de ese fondo será destinado a la reducción de los cuotas de transmisión.

4.4.4 Constataciones y Recomendaciones

La lista de los agentes que se beneficiarían con el recibimiento del alivio de sus exposiciones negativas de precio es más extensa que la que se indica en el Documento Básico de Establecimiento de las Reglas del MAE. En dicho documento se preveía la extensión de ese derecho a los Contratos Iniciales, contratos de Itaipú, la compra de energía importada (firmada hasta el 12 de agosto de 1998), autoproductores y concesionarios de servicio público de generación en consorcios establecidos con base en el Decreto 915, o en concesiones otorgadas, hasta el 12 de agosto de 1998 o prorrogadas con base en el Art. 20 de la Ley 9074 de 1995. La asignación propuesta en las reglas para autoproductores, importadores e “inversiones específicas” no trae aclaraciones sobre los agentes que se encuadrarían en estas clases, cuáles las fechas de contrato que tendrían derecho a este alivio y modificaciones de derechos en el momento de renovación de los contratos.

En relación a los Contratos Iniciales debe preverse una reducción de la parte de energía sujeta al recibimiento del alivio por el excedente financiero, ya que estos contratos tienen una previsión de reducción gradual de los montos hasta el año 2006.

En cuanto a la tasa de actualización del fondo (FUNRATE) no se explicaron los procedimientos técnicos y económico-financieros para su determinación. Parámetros como éste deben determinarse de forma transparente a fin de garantizar la credibilidad del mercado.

La necesidad de que se acumule el fondo remanente del excedente financiero durante nueve meses, antes de empezar la reducción de las cuotas de transmisión, no tiene una explicación metodológica clara en las reglas. Así como el por qué de la adopción de sólo una parte de 1/9 de dicho fondo para la reducción de esas cuotas. Se podría pensar en la aplicación total del fondo remanente de cada mes para este fin, ya que el excedente surge en función de la limitación de los cables-tronco de interconexión entre los submercados.

Las reglas no traen la manera por la cual se hará la reducción de las cuotas de transmisión ni el procedimiento de envío de este monto al Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS , responsable del cobro de estas cuotas.

En las reglas propuestas, si después del ajuste del fondo para cada generador aún existe alguna exposición negativa se hará un prorrateo de las exposiciones residuales. Esta nueva distribución se hace con base en la parte de energía asegurada del generador en relación al sistema, una magnitud nueva e independiente introducida en el

proceso. Todavía no está claro si la formulación presentada para esta distribución no podrá causar distorsiones en el procedimiento.

Se entiende que hasta el año 2005 los recursos provenientes del excedente financiero deberán ser utilizados prioritariamente para la reducción de las exposiciones de los agentes listados en el Documento Básico de las Reglas. Después de este período se preserva solamente la reducción de exposición del MRE y Energía de Itaipú. A largo plazo, todavía se deberá estudiar un mecanismo de asignación de los derechos de transmisión, para los agentes interesados, mediante competencia. Los recursos provenientes de la venta de esos derechos de transmisión se deberán utilizar en la reducción de las cuotas de uso de la red de transmisión.

Sería recomendable que hubiera un informe, aparte de las reglas, trayendo simulaciones con datos reales para que se tenga una idea del monto involucrado. Este informe podría contener también la caracterización de las líneas de transmisión y transformadores que podrán provocar el excedente financiero entre los submercados, ya que en la obtención del límite de intercambio entre los submercados se deberán analizar no sólo los problemas de flujo de potencia, sino también de estabilidad transitoria. Se deberá definir también la manera como se hará la evolución en la definición y número de submercados en el sistema, siendo que el aumento de unidades generadoras y el refuerzo en la red de transmisión tendrán influencia en la determinación de los submercados.

4.5 CUOTA DE SERVICIO DE SISTEMAS

4.5.1 Introducción

La cuota de Servicios de Sistema - ESS tiene por objeto recuperar los costos involucrados en el mantenimiento de la seguridad y de la estabilidad del sistema. Estos costos corresponden a los servicios con los cuales todos los usuarios del sistema se benefician, y no solamente la demanda no contratada. De esa forma, la ESS se determina para cada submercado y es pagada por toda la demanda, tanto contratada como no contratada, como una cuota adicional en R\$/MWh.

4.5.2 Propuesta del Documento Básico

Por lo que se refiere a la cuota de servicios del sistema, el documento básico presenta las siguientes posiciones:

- “El despacho en tiempo real considerará todas las restricciones de transmisión, así como las redeclaraciones de disponibilidad y otros eventos ocurridos después de la definición del precio. Los costos derivados de esas restricciones serán cubiertos por la Cuota de Servicios del Sistema (ESS). En la hipótesis de que persistan restricciones relevantes de transmisión internas a los submercados y de que se identifiquen claramente agentes del MAE como responsables de esas restricciones, éstos serán responsabilizados por los costos resultantes, reduciéndose el ESS;

- Toda la energía contabilizada en el MAE, contratada o no, estará sujeta a la Cuota de Servicios del Sistema (ESS), que deberá recuperar los siguientes costos, evaluados por la comparación de los costos reales de generación con aquellos previstos cuando se hizo la determinación del precio *ex ante*:

1. costos de las restricciones de transmisión internas a los submercados;
2. efectos en los costos del sistema debidos a cambios en la disponibilidad de generación y en la demanda del sistema, entre el momento de la determinación del precio *ex ante* y el momento del despacho real;

3. la diferencia entre las pérdidas estimadas a través de factores de pérdidas de transmisión, en cada submercado, y las correspondientes pérdidas reales;
4. costos de desviaciones en el despacho del sistema, de responsabilidad del ONS;
5. costos de pequeñas desviaciones de generación en relación al despacho determinado por el ONS.
6. costo de pagos referentes a Contratos de Servicios Auxiliares firmados por el ONS.
 - Eventos que aumentem los costos de generación o necesidades de Servicios Auxiliares, provocadas por agentes claramente identificados, tendrán los costos derivados de ellos cobrados de esos agentes responsables, los cuales podrán sufrir sanciones, de forma acumulativa.”

4.5.3 Propuesta del MAE

Toda la energía contabilizada en el MAE, contratada o no, estará sujeta a la Cuota de Servicios del Sistema (ESS), que deberá recuperar los siguientes costos, evaluados por la comparación de los costos reales de generación con aquellos previstos en la ocasión de la determinación del precio *ex post*.

Los principales componentes de los Cuotas de Servicios de Sistema identificados se presentan a continuación:

- Costos de las Restricciones de Transmisión dentro de los Submercados. Estos costos son determinados a través de la comparación de la programación sin restricción *ex post* con el despacho realizado;
- Servicios auxiliares abarcan potencia reactiva, reserva de potencia en todos los horizontes de tiempo, y capacidad de restablecimiento del sistema;
- Las sanciones aplicadas a generadores y comercializadores se deducen de la cuota de servicios del sistema. Estas incluyen:
 - sanciones aplicadas a generadores por el no cumplimiento de las instrucciones de despacho del ONS;
 - sanciones a generadores por el no seguimiento correcto de los procedimientos de medición;
 - sanciones aplicadas a comercializadores por el no seguimiento correcto de los procedimientos de medición;
- Pagos de cuota de capacidad a la disponibilidad no contratada y no despachada;
- Pagos a ofertantes de reducción de demanda. Cualesquier sanciones que hayan sido aplicadas a los ofertantes de reducción de demanda se deducirán de la cuota de servicios de sistema;
- Cuota de servicios de *tests* de disponibilidad en que los generadores fueron aprobados y que no fueron solicitados por ellos.

4.5.3 Constataciones y Resultados

La propuesta del MAE de calcular el ESS por la comparación de los costos del despacho real con aquellos previstos en la programación *ex post* se muestra adecuada,

aún considerándose la recomendación de doble contabilización, una *ex ante* y otra *ex post*.

Es importante destacar que la implantación de la Cuota de Servicio de Sistema no deberá representar costos adicionales para los consumidores, una vez que gran parte de sus componentes ya se encuentra actualmente cubierta por los Contratos Iniciales o por la CCC de los sistemas interconectados.

4.6 Contabilización y Liquidación y Aspectos Generales de las Reglas

4.6.1 Introducción

Los temas abordados en este punto están asociados de forma directa o indirecta a la etapa final del proceso de compra y venta de energía eléctrica en el Mercado Mayorista de Energía. En esta etapa – Contabilización y Liquidación – se determinan, para cada período de apuramiento, los siguientes valores, que van a componer los pagos debidos por los agentes de la categoría consumo y los recibimientos a los que tienen derecho los agentes de la categoría producción:

- monto de energía (MWh) consumida o generada por los agentes participantes en el MAE;
- monto (MWh) que se ha de liquidar en el MAE, deduciendo los montos contratados (contratos bilaterales, Contratos Iniciales, energía de Itaipú);
- valor de la energía que se ha de liquidar en el MAE (monto x precio);
- valor de las cuotas de capacidad y de servicios del sistema;
- valor de las energías reasignadas, de acuerdo con el MRE;
- valores que se han de compensar (exposiciones negativas) por el Excedente Financiero;
- valor de las sanciones (cuando sea aplicable).

Los valores contabilizados para cada período de apuramiento se acumularán, por agente, y serán liquidados periódicamente – mensual o quincenalmente. Los procedimientos financieros de liquidación no forman parte de las reglas del MAE.

Se abordan también en este punto los temas relevantes, discutidos en el panel “Visión General de las Reglas del MAE” del III *Workshop* sobre las Reglas del Mercado Mayorista de Energía, que no se encuadran en los puntos IV.1 a IV.5.

Se presentan, en el ítem IV.6.2 - Propuestas del MAE, una visión resumida de las reglas sobre Suministro de Datos (cap. 2); Medición (cap. 4); Registro de Contratos (punto 2.10 de las reglas); Modulación (cap. 12); Sanciones (cap. 5) y Contabilización y Liquidación (cap. 9), en la forma como fueron encaminadas a la ANEEL para homologación.

En el punto IV.6.3 - Constataciones y Recomendaciones, para cada uno de los temas citados, se presenta la evaluación de las reglas propuestas, desde el punto de vista de los técnicos de la ANEEL y subsidiada por los pareceres de los consultores contratados. Los requisitos considerados en esta evaluación foram: igualdad entre los agentes, transparencia, eficiencia económica y de asignación, incentivo a la competencia, no imposición de barreras a nuevos integrantes. Para las reglas que no cubren los requisitos mencionados, se ha tratado de indicar puntos que necesitan aclararse o detallarse mejor o propuesta(s) alternativa(s).

Inicialmente, se comentan aspectos como: claridad y facilidad de uso de las reglas, jerarquía de las reglas, así como eventuales lagunas en las reglas o aspectos cuya

definición es remitida a otros documentos de competencia exclusiva del MAE, como los Procedimientos de Mercado.

En la secuencia, se presentan las constataciones y recomendaciones sobre los temas Suministro de Datos y Medición. El primero aborda parámetros, datos e informaciones que serán suministrados por el COEX, ANEEL, ONS y Agentes, y que serán utilizados para la determinación del precio del MAE, sanciones, cuotas, etc. El segundo trata de los procedimientos para referir las mediciones en los diversos puntos de consumo y generación a los centros de gravedad de los submercados; de la obtención de los valores netos (cuando asociado a un punto de medición existe demanda o generación embutida) y de la agregación de estas mediciones por planta y por agente (generador, distribuidor/comercializador).

Se comentan, en la secuencia, las reglas referentes a Registro de Contratos y Modulación, que definen los procedimientos para registro de los contratos bilaterales (tanto los libremente negociados, como los obligatorios: Contratos Iniciales y Contratos de Itaipú) y para el desdoblamiento (modulación) de los montos contratados (valores mensuales de energía), de forma a generar valores contratados para cada período de apuramiento. Estos últimos servirán para calcular las diferencias que se han de liquidar en el MAE así como las reasignaciones para las plantas participantes en el MRE.

A continuación viene el tema Sanciones, donde se presentan los procedimientos, tolerancias y fórmulas para el cálculo de sanciones, involucrando dos situaciones: falta de cumplimiento de la instrucción de despacho definido por el ONS y la no comprobación de la disponibilidad declarada para efecto de recibimiento de la cuota de capacidad por un generador. Y, finalmente, el tema Contabilización y Liquidación que pormenoriza las diversas partes de la factura que será pagada por el distribuidor, comercializador o consumidor libre, así como las diversas partes del ingreso de los generadores, que en determinados períodos de apuramiento podrá ser negativo, por ejemplo si el generador tiene solamente una planta y ésta está en mantenimiento y consumiendo energía de la red.

4. 6.2 Propuesta del MAE

4.6.2.1 Suministro de Datos

En este capítulo de las reglas se presentan y describen los parámetros que serán proporcionados por el COEX, ANEEL y ONS, así como los datos que serán suministrados por los agentes. Estos parámetros y datos van a permitir el cálculo del precio y de las diversas cuotas del MAE.

El Apéndice B relaciona los parámetros definidos por el COEX. No se presenta ninguna idea de valor para estos parámetros, ni banda de variación, ni criterios para definición de los mismos. Algunos de estos parámetros van a influenciar el precio del MAE, como el PRICE_TYPE (que hace una “combinación” entre el precio sombra y el precio MAE) y REVLL (que va a definir la cuota de capacidad). Otros influyen las sanciones, como es el caso de MAXTEST, OGP y UGP.

Los parámetros definidos por la ANEEL y ONS, están descritos respectivamente en los Apéndices C y E. En el caso del ONS sólo aparecen cinco parámetros y queda la duda de si la tabla está completa o no, pues se sabe que la relación entre MAE y ONS es muy intensa en este proceso de definición de precios. Los datos de operación que serán proporcionados por el ONS no aparecen en las reglas presentadas. Se hace referencia (punto 2.8) a que estos datos, así como la frecuencia y forma de encaminamiento serán definidos en un Procedimiento de Mercado.

En relación a datos que serán proporcionados por los agentes, las reglas presentadas dan las siguientes indicaciones:

- en cuanto a los costos de las plantas térmicas, que han de considerarse en la formación del precio, un Procedimiento de Mercado va a definir la frecuencia con la que estos datos deberán someterse;

- en cuanto a la disponibilidad ofertada y reofertada no están claros, en las reglas propuestas, los procedimientos para que el agente haga estas declaraciones. En el punto 2.3.5 consta que “cada generador deberá presentar una declaración de disponibilidad ofertada, para cada unidad de cada una de sus plantas de acuerdo con el Procedimiento de Mercado correspondiente”. En el punto 2.3.6 consta que “a cualquier momento un generador puede suministrar al ONS, de acuerdo con el Procedimiento de Red correspondiente, una redeclaración de disponibilidad”;

- en el caso de plantas hidráulicas, “la disponibilidad técnica se refiere a la capacidad eléctrica de la planta, independientemente del nivel del reservorio;

- las declaraciones de inflexibilidad, según lo propuesto, “deben basarse solamente en restricciones operativas y no en circunstancias comerciales”;

- los oferentes de reducción de demanda deberán dar a conocer sus propuestas de monto de reducción y precio, así como una unidad generadora térmica con las excepciones indicadas en 2.4.1, o sea, como las definiciones para los generadores térmicos se darán en un Procedimiento de Mercado, lo mismo se aplica a los oferentes de reducción de demanda. Estos deberán suministrar, además, una “programación de carga, sin reducción de carga, para el día del despacho, para cada uno de los puntos donde propone reducir la demanda”. Estos oferentes son considerados como capaces “de hacer la reducción de demanda ofertada en un único Período de Apuramiento;

- las responsabilidades del MAE en el establecimiento de las programaciones sin restricción, tanto ex ante como ex post, siendo que el Apéndice D y un Procedimiento de Mercado específico definen el “proceso completo para la operación de los modelos NEWAVE, DECOMP y DESSEM”. Será responsabilidad del ONS preparar las previsiones de demanda que han de ser utilizadas por los modelos;

- los factores de pérdidas de los Contratos Iniciales son diferentes de aquellos calculados por el MAE. El proceso detallado de cálculo será establecido en el Procedimiento de Mercado correspondiente (punto 2.9);

- los puntos 2.11 a 2.15 de las reglas definen la forma de registro de cantidad de exposición para asignación prioritaria del Excedente Financiero;

- con relación al costo de los servicios auxiliares consta que “el ONS proporcionará al MAE, cada mes, los datos relativos a los pagos que se harán a los generadores a título de prestación de servicios auxiliares. Estos valores serán pagados a los generadores correspondientes a través del MAE, y recuperados a través de la cuota de servicios de sistema” (punto 2.16).

4.6.2.2 Medición

En este capítulo de las reglas se establecen los arreglos requeridos para ajustar los datos de medición producidos de acuerdo con los Procedimientos de Mercado relevantes de forma a ponerlos en el formato necesario para las reglas del MAE.

Se presentan los procedimientos para referir las mediciones, hechas en los diversos puntos de consumo y generación, a los centros de gravedad de los submercados; para la obtención de los valores netos (cuando asociado a un punto de medición existe demanda o generación embutida) y para agregación de estas mediciones por planta y por agente

(generador, distribuidor/comercializador).

El punto 4.1.3 presenta definiciones de Punto de Medición de Referencia y Punto de Medición Asociado. Esta última definición no está suficientemente clara y además tampoco están claras las responsabilidades para informar los Puntos de Medición Asociados.

4.6.2.3 Registro de Contratos y Modulación

El tema registro de contratos está tratado en el capítulo 2, de forma bastante resumida (solamente el punto 2.10) y el tema modulación es tratado en el capítulo 12. Con relación al registro de contratos existen las siguientes definiciones principales:

- las partes contratantes, vendedor y comprador, deben ser miembros del MAE, para que se pueda registrar un contrato;

- el plazo para el registro está establecido como siendo “un número de horas, definido en el Procedimiento de Mercado correspondiente, después de la publicación por el MAE de los precios ex post del período de apuramiento” (punto 2.10.2);

- los Contratos Iniciales entre generadores o entre generador y distribuidor, tendrán un “proveedor de los Datos Contractuales” (que no está claramente definido) que “debe presentar en el centro de gravedad del submercado correspondiente, el Contrato Inicial modulado ex ante, para cada período de apuramiento”;

- en el caso en que el proveedor de datos contractuales no dé la modulación, ésta será hecha por el MAE, que hará el régimen estacional de la energía anual, estableciendo valores mensuales, “de acuerdo con un procedimiento acordado entre los agentes con Contratos Iniciales” y a partir de los valores mensuales la modulación por período de apuramiento se hará de acuerdo con las reglas del capítulo 12 – Modulación.

Aunque Itaipú no sea un miembro del MAE, su energía es comercializada en el mercado. La manera de tratar la energía de Itaipú, dentro de las reglas del MAE, será como se describe a continuación:

- cada cuota-parte de Itaipú debe considerarse como un generador “g”, que posee una planta “p”, con una unidad generadora “i”, en el submercado Sudeste;

- cada contrato de Itaipú debe ser considerado como una relación comercial “e”, entre el generador virtual “g” y el distribuidor/comercializador “r” correspondiente;

Los criterios para la modulación que el MAE ha de hacer están presentados en las reglas descriptivas (cap. 12), como sigue:

- modulación de los Contratos Iniciales de acuerdo con la carga propia residual del distribuidor/comercializador, considerando límites de demanda contratada, carga propia residual en la punta y el Anexo V de los Contratos Iniciales;

- agregación de los Contratos Iniciales modulados en la forma arriba descrita, por generador, para cada período de apuramiento;

- para cada generador, modulación de las energías aseguradas de sus plantas participantes en el MRE, en orden decreciente de factor de carga asegurada, considerando los límites de potencia asegurada;

- ajuste de la curva de energía asegurada comprometida con Contratos Iniciales, de cada planta del MRE, a la curva de generación total del MRE.

En este proceso de modulación será determinada, para cada generador que tenga Contratos Iniciales, la parte de energía asegurada libre, o sea, la parte que no es vendida a través de Contratos Iniciales. Se determinará un Factor de Energía Asegurada Libre

para cada generador, para cada mes de apuramiento (punto 12.4.1) y para cada planta de este generador, que sea participante del MRE, se determinará, para cada período de apuramiento, la energía asegurada libre.

Las energías de Contratos Iniciales que no son cubiertas por energía asegurada en el MRE no se incluyen en este proceso y deberán modularse mediante proceso acordado entre las partes involucradas (punto 12.5).

4.6.2.4 Sanciones

En este capítulo de las reglas se presentan los parámetros y las fórmulas para el cálculo del valor de las sanciones. Se consideran dos sanciones, a saber: no cumplimiento del despacho definido por el ONS y no comprobación de la disponibilidad declarada.

En el primer caso, la instrucción de despacho del ONS, más o menos una banda de error, es comparada al despacho verificado. La banda de error se calcula para cada período de apuramiento, con base en parámetros definidos por el ONS (punto 5.2 y Apéndice E) y será más amplia si la unidad generadora está variando la generación en el período de apuramiento considerado. Si el despacho verificado está fuera de la banda de error determinada, tanto arriba (sobregeneración), como abajo (subgeneración), se aplicará una sanción .

Las unidades generadoras con Control Automático de Generación – CAG no están sujetas a esta sanción. El valor de la sanción, para las demás unidades generadoras, es determinado en el punto 5.7 y se compone de dos partes, una que repone el costo adicional de generación en función de que el despacho no ha sido obedecido y, la otra que efectivamente es la sanción, calculada aplicándose un multiplicador, definido por el COEX.

Para el cálculo de las sanciones se determina, para cada punto de medición de generación y cada período de apuramiento, un precio instruido de la generación que será comparado con el precio del MAE para el referido período de apuramiento. El concepto en el que se basa este precio instruido no está claro.

Las cuotas de Itaipú no están sujetas a la segunda parte en ninguna situación, ya sea por el precio instruido ser menor o mayor que el precio del MAE. En los casos de subgeneración, en que el precio instruido de la planta que violó el despacho del ONS es mayor que el precio del MAE, no se aplica la segunda parte a los generadores en general y, en el caso de cuota de Itaipú ni al menos la primera parte es aplicada.

La sanción por la no comprobación de la disponibilidad se calcula en función de *tests* de disponibilidad, cuyos procedimientos están descritos en los puntos 5.11 a 5.14. El *test* puede ser solicitado por el propio agente o por el ONS. “Si el generador solicita un *test*, él será responsable de los costos del *test*, independientemente de ser aprobado o no en el *test*” (punto 5.15) Si el ONS solicita el *test* y el generador es reprobado, éste tiene que cubrir los costos; si el generador pasa en el *test* los costos serán recuperados a través de las cuotas de servicio de sistema.

Si la unidad generadora falla en el *test* ella tiene una “sanción” no financiera, un período definido por el parámetro TADA, establecido en los Procedimientos de Red, en que el generador no puede declarar disponibilidad y no recibe cuota de capacidad. Una sanción financiera retroactiva solamente será aplicada a una unidad generadora “cuando ésta falle al hacer el *test* por segunda vez, después de haber fallado en el primer *test*”.

Después de que ha pasado el tiempo TADA, empieza a contarse el tiempo MAXTEST (“parámetro sugerido por el ONS y aprobado por el COEX). Dentro de este segundo período, el ONS debe (o puede) solicitar el segundo *test* Si la unidad falla nuevamente, el generador tendrá que devolver el pago por capacidad que recibió por su

disponibilidad no despachada en todos los períodos a partir de su retorno de la primera falla, así como los costos causados por la restricción de transmisión (durante el *test?*). Sus pagos futuros por disponibilidad serán reducidos al nivel de disponibilidad final que él obtuvo en el segundo *teste*.

Están previstas, adicionalmente, sanciones que serán definidas en Procedimientos de Mercado para las siguientes situaciones: errores de medición y no cumplimiento de la reducción de demanda por los oferentes de esta modalidad. No existen en las reglas presentadas mayores informaciones sobre los criterios de cálculo de estas sanciones.

4.6.2.5 Contabilización y Liquidación

En este capítulo de las reglas se calcula el total de los pagos que han de hacerse a los Generadores y el total de los pagos que se han de recibir de los Distribuidores/Comercializadores.

La totalización de los pagos al generador sucede en dos etapas:

- primero, para cada generador, en cada submercado, los pagos determinados en 9.1 a 9.7 son agregados. Los pagos totales al generador comprenden pagos del MAE por generación, pagos por restricción de operación de centrales en el MRE y fuera del MRE, pagos por capacidad, y devoluciones por *tests* de disponibilidad y que haya sido aprobado. Se deducen los pagos de sanciones, la corrección a la adición al precio de pico, y el consumo neto de sus plantas. Esta totalización se muestra en el punto 9.8.1.

- en la segunda etapa (punto 9.8.2), este pago se agrega para todos los Submercados y para todos los períodos de apuramiento de un día, añadido al ajuste diario de MRE y Excedente Financiero, al ajuste mensual de disputas determinado en el capítulo 2, y al pago mensual por servicios auxiliares, y, entonces, pasible de ser deducido de las sanciones de medición, debiéndose convertir, estos tres últimos componentes, en valores diarios.

Los pagos que han de ser efectuados por un distribuidor/comercializador en un día de apuramiento incluyen los pagos generales al MAE por energía, sus pagos de cuotas de servicios del sistema, y el promedio diario de los pagos de disputa que él deba pagar o recibir y de las sanciones de medición que él tenga que pagar, siendo descontados los pagos referentes al adicional del precio de pico deducidos de los generadores de su submercado, de forma proporcional a su consumo neto en el submercado. Es decir, calculado para cada submercado y después agregado para todos los submercados.

Un factor de ajuste financiero (FAF_d) es necesario para asegurar que el total de pagos efectuados al MAE es igual al total de pagos hechos por el MAE, corrigiendo eventuales distorsiones de redondeamiento o de medición, siendo que en circunstancias normales su valor deberá quedar muy cerca de 1. La fórmula de cálculo de este factor se muestra en el punto 9.12.3. Los pagos totales ajustados de los comercializadores se calculan, entonces, a través de la multiplicación de sus valores totales que han de ser pagados por el factor de ajuste financiero FAF_d .

4. 6.3 Constataciones y Recomendaciones

4.6.3.1 Estructura General

1. Dificultad de lectura y de comprensión de las reglas descriptivas. Las reglas algebraicas utilizan variables con acrónimos de difícil asimilación o interpretación. Se propone que:

a) las reglas algebraicas sean precedidas por una introducción, donde se describan los objetivos generales de las reglas; las interfaces entre los diversos capítulos de las

reglas, la jerarquía de las reglas en caso de disputas (por ej.: leyes, reglamentos, Acuerdo de Mercado, reglas del MAE, Procedimientos de Mercado) y mecanismos para alteración futura de las mismas.

b) además de esa introducción, es necesaria la inclusión de un sumario ejecutivo, con la definición conceptual de las reglas. Este sumario debe estar en un lenguaje accesible a todos los agentes (actuales y futuros), de tal forma que no represente una barrera de entrada o asimetría de información y debe posibilitar la comprensión del concepto de las reglas, sin necesidad de recurrir a las reglas algebraicas. La representación matemática de las reglas es esencial para su perfecta interpretación, no obstante, hay necesidad de que se efectúe una descripción clara de los conceptos contenidos en las representaciones matemáticas, para posibilitar que todos los Agentes, especialmente aquellos que no participaron en la elaboración de las reglas, tengan condiciones de entender perfectamente los conceptos “embutidos” en ellas.

c) además, sería conveniente un segundo documento, donde estuvieran descritas las interacciones básicas entre MAE y ONS: requisitos de medición; responsabilidades por la instalación de los medidores; etapas de implantación de la medición y de los modelos; flujo de informaciones y sistema de adquisición de mediciones; validación y compatibilidad de modelos utilizados por el ONS (despacho centralizado) y MAE (formación del precio). Sobre estos puntos debería existir un término de compromiso entre MAE y ONS, que garantizara la concordancia entre ambos. Este mismo documento debería, además, comentar las interacciones entre el MAE y el CCPE (planificación indicativa y determinativa).

2. Existen, en varios puntos de las reglas, referencias a Procedimientos de Mercado que complementan o detallan las reglas. Debería incluirse un capítulo con reglas sobre Procedimientos de Mercado (PM). En este capítulo deberían constar la relación de los PM existentes en elaboración y el objetivo de cada uno; las reglas para la elaboración y aprobación de nuevos PM, en el ámbito del MAE, y las situaciones y/o temas en que el MAE/COEX tiene libertad para definir PM's, así como aquellas en que el tema tiene que ser incluido en las reglas, con homologación por la ANEEL.

3. Debería incluirse un capítulo sobre submercados, conteniendo: justificativa para el número de submercados propuesto; líneas de interconexión entre los submercados (donde el excedente financiero estará siendo apurado) y respectivas capacidades; criterios para futuras alteraciones del número de submercados y procedimientos para aprobación; medidas que han de ser adoptadas por los agentes cuando esto ocurra.

4. Necesidad de la presentación de simulaciones de las reglas propuestas para el sistema brasileño, posibilitando ejemplos prácticos que facilitarían la comprensión de las reglas, además de posibilitar una noción de los impactos económicos vinculados a cada una de ellas. Las simulaciones permitirían, también, la visión y el análisis de las reglas como un todo, en vez de “bloques”, tal como fueron elaboradas y vienen siendo analizadas. Esta evaluación cuantitativa de las reglas podría hacerse adoptando un período de operación experimental del MAE, donde los precios estarían siendo calculados (de acuerdo con las reglas propuestas) y divulgados, pero la liquidación estaría haciéndose por medio de reglas transitorias.

5. No existe en las reglas cualquier definición de servicios auxiliares, cuáles servicios auxiliares serán proporcionados en bases competitivas (ofertas); la forma de opción de los proveedores y de valoración de este servicio. Como el servicio auxiliar, en general, es un producto sustituto de la energía (un agente que considere la posibilidad de proporcionar dichos servicios puede tener una reducción en su energía disponible), es necesario que haya una definición clara y en el menor tiempo posible sobre los servicios auxiliares.

4.6.3.2 Medición y Suministro de Datos

6. En el Apéndice B se presenta una relación de parámetros que serán definidos por el COEX, tales como: factores multiplicadores para sanciones (OGP y UGP); señalizador (PRICE_TYPE) que define si será adoptado el Precio Sombra (definido por los modelos de optimización), o el Precio MAE (definido por las reglas); factor reductor (REVLL) del costo del déficit que se usará en el cálculo de la cuota de capacidad; costo de indisponibilidad (UC) que se usará para la compensación que las plantas, que a lo largo de un año generaron menos energía que la asegurada, tendrán que pagar. Este apéndice tiene una columna "Valor" que no está rellena. Otros parámetros definidos por el COEX no están relacionados en la tabla, como la tasa de interés que va a remunerar el fondo del Excedente Financiero (item 2.20). Se debe discutir si estos parámetros pueden ser definidos libremente por el COEX, si deben ser homologados por la ANEEL, o si las reglas deben prever una franja de variación para los mismos, o condiciones en las que los mismos pueden/deben ser revistos.

7. En el Apéndice C se presenta la relación de parámetros a cargo de la ANEEL, entre ellos el costo del déficit (VLL). Como la estimación de ese costo todavía no posee una metodología consagrada en Brasil, se considera que un valor incorrecto de este parámetro puede llevar a una sub o sobre inversión en capacidad instalada, es necesaria una evaluación cuidadosa de la metodología que se va a adoptar. Eventualmente, se debe considerar alguna alternativa de cálculo de la cuota de capacidad que, por lo menos en una fase inicial, no dependa de VLL. Para los demás parámetros relacionados en este apéndice, se debe definir el área responsable del suministro de los mismos e iniciar los estudios necesarios para su determinación.

8. En el Apéndice E se presenta la relación de parámetros a cargo del ONS, son tan sólo cinco parámetros. Este apéndice deberá complementarse con todos los datos e informaciones que el ONS debe proporcionar, como, por ejemplo: previsiones de demanda, en el punto 2.5; datos operativos, en el punto 2.8.3, donde se lee: "El ONS debe proporcionar a la ASMAE, de acuerdo con el Procedimiento de Mercado correspondiente, las instrucciones de despacho emitidas...."

9. No tiene sentido la exigencia del punto 2.3 de que las declaraciones de inflexibilidad deben estar basadas solamente en restricciones operativas y no en circunstancias comerciales. No es posible separar las dos cosas, ni verificar si es una o la otra la que está ocurriendo. Y como las plantas inflexibles no van a formar el precio, no vemos justificativa para esta exigencia.

10. Está previsto en el punto 2.9 un factor de pérdida real, para la parte de la energía no comercializada a través de contratos iniciales, y un factor de pérdida de contrato inicial. ¿El ONS es el responsable del cálculo de los dos? La metodología de cálculo debería ser accesible a los agentes para que éstos pudieran reproducir los cálculos. ¿Esta diferencia puede estar favoreciendo, de alguna forma, a los agentes que tienen contratos iniciales?

4.6.3.3 Registro de Contratos y Modulación

11. Es necesaria la inclusión, en las reglas, de los procedimientos detallados para el Registro de los Contratos, no debiendo remitirse a los Procedimientos de Mercado, considerada su importancia para el propio funcionamiento del Mercado.

12. El punto 2.10 define que para que un contrato sea registrado, comprador y vendedor deben ser miembros del MAE. ¿No basta que el vendedor sea miembro? ¿Como quedarían las cosas si el comprador fuera un consumidor libre? En el caso de que se mantenga esa exigencia, debería haber costos de participación reducidos para consumidores libres y otros participantes no obligatorios.

13. El documento debe dejar claro, en el punto de la modulación, que les cabe a los agentes la modulación de su carga. A los agentes que opten por no presentar esta modulación, le cabrá al MAE realizarla de acuerdo con la regla específica. (ver comentario de la CPM)

4.6.3.4 Sanciones

14. La franja de error para la sanción en la atención de despacho debería ser el menor entre los dos valores: el valor determinado por la fórmula y un porcentaje definido (p. ej: 5%).

15. Dejar claro en qué otras situaciones un punto de medición de generación puede ser instruido como no sujeto a sanciones.

16. Las sanciones de error de medición y por reducción de demanda inferior al valor ofertado están previstas en Procedimientos de Mercado. Por lo menos, esta última debería preverse en las reglas, para evitar la posibilidad de “gaming” por parte de los oferentes de reducción de demanda.

4.6.3.5 Contabilización y Liquidación

17. En las reglas presentadas por el COEX, referentes a la contabilización, no está definido quién va a desempeñar las funciones del Administrador del Sistema de Contabilización y Liquidación - ACL, definidas en el Acuerdo de Mercado homologado por la ANEEL, ni los mecanismos que se utilizarán para la contratación del Auditor del Sistema de Contabilización y Liquidación. Según la Cláusula 23 del referido Acuerdo, la liquidación de los flujos no contratados de energía será hecha por el ACL, de forma centralizada. En la Cláusula 24 están definidas las atribuciones y responsabilidades del ACL y las Cláusulas 25 a 27 reglamentan las demás actividades del SCL – Sistema de Contabilización y Liquidación.

18. El análisis de la descripción y cálculo detallado de los Pagos del MAE por Generación, Pagos del MAE por Demanda de la Central, Pagos por Restricción, Pagos de Capacidad, MRE y Aplicación del Excedente Financiero, Corrección de los Pagos referentes al Adicional del Precio de Punta, Pagos Totales de Generación, Pagos de Comercializadores del MAE por Energía, Pagos de Cuota de los Servicios del Sistema, Pagos Totales del Comercializador, Indisponibilidad de Energía Asegurada, se vio perjudicada, pues dependen fundamentalmente de la definición de la formación del precio (ex ante vs. ex post), asignación del excedente financiero, cuotas de capacidad y de servicios del sistema y tasa de interés, entre otros elementos.

19. No existe una especificación clara en cuanto a la forma de facturación de los valores resultantes del apuramiento, razón por la cual vemos la necesidad de la explicación de procedimientos que posibiliten un análisis de los reflejos fiscales y

tributarios en las operaciones. Tal explicación debe alcanzar a la definición de los períodos de apuramiento, de forma a evaluar el reflejo sobre el régimen de competencia, exigido por la ley societaria, para la perfecta caracterización de los hechos generadores.

20. Otra omisión relevante en las reglas, se refiere a los aspectos comerciales, tales como, plazo, forma de pago de las obligaciones y sanciones pecuniarias por incumplimiento.

21. Es importante observar que los valores facturados deben estar representados por documentos apropiados y, en función de sus naturalezas, ser desglosados para posibilitar la apropiación contable (registros en los libros de contabilidad) de forma adecuada. La diseminada mención de "valores netos", observada en las reglas del MAE, imposibilita la atención a los principios contables que dan fundamento a la recomendación arriba.

5. LINEAMIENTOS PARA LA IMPLANTACIÓN GRADUAL DEL MAE

5.1 Introducción

El análisis de las reglas del MAE, encaminadas a la ANEEL el 24/04/2000, indica la necesidad de modificación y profundización de las discusiones en diversos aspectos fundamentales para la implantación de la competencia de forma equilibrada entre los diversos agentes del sector eléctrico. Los aspectos que deben ser mejor evaluados y modificados en una visión inicial de la ANEEL constan en los puntos anteriores de esta nota técnica que está sometida a la evaluación de los interesados en el ámbito de la audiencia pública AP0002/2000 teniendo por objeto su perfeccionamiento.

De esta forma es necesario el establecimiento de procedimientos que sean aplicados para la gradual puesta en operación de las reglas del MAE, que permitan estimular la competencia en este período y promover una implantación gradual del mercado. Se debe realzar la importancia de esta implantación gradual ante el nivel de desarrollo y validación de los modelos de establecimiento de precios, contabilización y liquidación en el ámbito del MAE, lo que limita la aplicación inmediata de diversos dispositivos previstos en las reglas.

Los lineamientos presentados en los puntos 5.2 a 5.8 a continuación, por lo tanto, tienen por objetivo orientar los procedimientos que han de ser elaborados por el MAE hasta la puesta en operación de las reglas que serán homologadas por la ANEEL, en sustitución de la Resolución ANEEL nº I 222, del 30 de junio de 1999,.

Vale destacar que las reglas de contabilización y liquidación de las energías de corto plazo actualmente vigente, establecidas por la Resolución ANEEL nº 222, no contempla de forma adecuada la entrada de nuevos agentes. Esto es así porque ella fue elaborada en el contexto de la implantación de los Contratos Iniciales y promovió un ajuste de las reglas anteriormente utilizadas en el ámbito del GCOI, ya que éstas deberían ser substituidas por las Reglas del MAE que deberían estar concluidas en un plazo de 90 días (septiembre/99).

5.2 Adaptación estacional y modulación de los montos de la energía contratada y de la energía asegurada

- Los montos anuales de energía de contratos bilaterales deberán ser informados al MAE desglosados por períodos mensuales, hasta diciembre del año anterior. En el caso de los contratos iniciales se deben observar los criterios vigentes de adaptación estacional.

- Los montos mensuales de energía asegurada de las plantas hidroeléctricas deberán ser informados por los concesionarios y autorizados de generación, a más tardar en diciembre del año anterior, debiendo observarse la energía asegurada anual establecida por la ANEEL y el menor entre la potencia disponible sacada de la reserva de potencia para cada mes y la potencia asegurada de la central.

- Los montos mensuales de energía de las plantas o centrales termoeléctricas consideradas en los contratos iniciales que participan en la cuenta de consumo de combustibles – CCC, estarán sometidas al mismo criterio descrito anteriormente. Las demás termoeléctricas podrán declarar sus disponibilidades observando sus respectivas potencias disponibles.

- En la adaptación estacional mensual de sus energías, los concesionarios y autorizados de generación deberán respetar los montos de los contratos bilaterales

registrados en el MAE además de la atención a consumidores finales y a otros concesionarios y autorizados no integrantes del MAE.

- Los concesionarios de distribución, concesionarios o autorizados de generación, o autorizados para la comercialización de energía, deberán informar al MAE, con la anticipación determinada por éste, los montos de energía contratada para cada período de apuramiento.

- Le cabe al MAE, en función de la validación de los modelos de cálculo de precio, definir el período de apuramiento para fines de contabilización y liquidación, siendo que ese período deberá considerar dos niveles por lo menos: punta y fuera de punta, en cada mes.

- Los montos de energía contratada de los contratos iniciales y de la energía de Itaipú para el período de punta serán limitados a los de la demanda contratada multiplicada por tres horas, por el número de días hábiles y por 0.985, referente a la reserva de potencia.

- Los montos de energía asegurada por período de apuramiento de las plantas hidroeléctricas deberán ser informados por los concesionarios y autorizados de generación, con la anticipación requerida por el MAE, teniendo que observar la energía asegurada mensual y la potencia disponible retirada de la reserva de potencia para cada período de apuramiento.

- Los montos mensuales de energía de las centrales termoeléctricas consideradas en los contratos iniciales que participan de la cuenta de consumo de combustibles – CCC, estarán sometidas al mismo criterio descrito anteriormente. Las demás termoeléctricas podrán declarar sus disponibilidades observando sus respectivas potencias disponibles por período de apuración.

5.3 Formación de precios

- El MAE establecerá un precio ex ante y otro ex post, por submercado y para cada período de apuramiento utilizando la cadena de modelos de optimización disponible, no considerando las restricciones de transmisión internas a cada submercado.

- Las plantas termoeléctricas, no participantes en la CCC, deberán informar al MAE sus disponibilidades e inflexibilidades, así como sus ofertas de precio, por período de apuramiento, siendo consideradas estas declaraciones en el cálculo del precio ex ante. Para las demás centrales termoeléctricas se considerará como inflexibilidad y declaración de precio, respectivamente, las inflexibilidades y los costos adoptados para efecto de definición de la CCC

- Les cabe a las concesionarias de distribución, concesionarias o autorizados de generación y autorizados de comercialización declarar ex ante, por período de apuramiento, los montos de energía requeridos del sistema en la forma que será establecida por el MAE. Estas declaraciones se considerarán para efecto de contabilización ex ante.

- En el cálculo del precio ex post se considerarán los montos verificados de energía requeridos del sistema, las redeclaraciones de disponibilidad y la disponibilidad verificada de las centrales informadas por el ONS. Deberá ser establecido por el MAE un criterio de cálculo de la disponibilidad redeclarada / verificada por período de apuramiento mientras éste sea definido como mensual o semanal.

- El costo del déficit y la tasa de descuento que serán utilizados por el ONS y por el MAE en la cadena de modelos de optimización serán establecidos por la ANEEL.

- El MAE y el ONS deberán establecer un protocolo de entendimiento, que será sometido a la aprobación de la ANEEL, a fin de garantizar el flujo adecuado de informaciones entre los dos organismos.

5.4 Factores de pérdidas

- El MAE deberá ajustar las declaraciones de generación y de demanda de energía, así como los contratos registrados, a un punto de referencia por la aplicación de factores de pérdidas por período de apuramiento.
- El ONS informará al MAE, mensualmente, la pérdida prevista en la red básica por submercado para los regímenes de carga ligera, mediana y pesada.
- El monto de pérdidas calculado por el ONS será prorrateado por el MAE, en cada submercado, entre generación y consumo en la proporción de un cincuenta por ciento por período de apuramiento.
- En el ajuste de generación y consumo al punto de referencia, el MAE deberá utilizar como factor de ponderación respectivamente las disponibilidades y las demandas declaradas y verificadas.

5.5 Mecanismo de reasignación de energía – MRE

- El MRE deberá ser calculado en la etapa ex post, por período de apuramiento, considerando la modulación de las energías aseguradas informadas por los concesionarios y autorizados de generación en la etapa ex ante, observando la disponibilidad verificada de las plantas participantes.
- Las reasignaciones de energía entre las centrales del MRE se realizarán prioritariamente en sus propios submercados. Si hubiera necesidad adicional de reasignación, ella ocurrirá en otros submercados, lo que podrá acarrear exposición de los agentes a un diferencial de precios.
- Las reasignaciones de energía dentro del MRE serán liquidadas ex post al precio de R\$3,00 por MWh.
- Las reducciones de energía asegurada, por período de apuramiento, derivadas de la indisponibilidad de unidades generadoras, serán liquidadas al precio ex post.
- En el proceso de reasignación de la generación total del MRE se utilizará como factor de prorrateo la energía asegurada de cada central participante. De esta forma, la energía asegurada será ajustada a los montos de energía requeridos del sistema por período de apuramiento, lo que implica, en el caso de ocurrencia de energía secundaria en el sistema, que ésta sea prorrateada proporcionalmente a las energías aseguradas de cada planta.

5.6 Cuota de servicios de sistema

- La diferencia de costos entre el despacho de generación verificado y el despacho de generación sin restricción considerado en el establecimiento del precio ex post serán cubiertos por la cuota de servicios de sistema.
- La cuota de servicios de sistema deberá ser prorrateada entre todos los agentes participantes en el MAE, en la proporción de sus consumos, en la forma que será establecida por el MAE.

5.7 Necesidad Adicional de Potencia

- Con el objeto de promover el equilibrio entre la demanda y la oferta de energía eléctrica preservando una competencia equilibrada, el Documento Básico para el Establecimiento de las Reglas del MAE, anexo al Acuerdo de Mercado, prevé la posibilidad de remuneración para la instalación de potencia adicional recomendada por el ONS.
- El ONS deberá encaminar a la ANEEL un informe conteniendo los montos de potencia adicional y los períodos de generación necesarios a la adecuada cobertura para el sistema.
- La ANEEL encaminará al MAE la necesidad de potencia adicional, estableciendo los límites de precios fijo y variable que serán considerados en la remuneración de esa generación.
- El MAE deberá establecer un proceso competitivo para la selección de las ofertas de generación de modo a satisfacer las necesidades de potencia adicional.
- La remuneración de la potencia adicional deberá garantizar los precios acordados en el proceso competitivo utilizándose para ello la Cuota de Servicios del Sistema (ESS), obedeciendo los siguientes criterios:
 - a. Cuando el precio del MAE sea igual o superior al precio total acordado (fijo y variable), la remuneración será al precio total acordado, debiendo revertir al ESS la diferencia en relación al precio del MAE.
 - b. Cuando el precio del MAE sea inferior al precio total acordado y superior al precio variable acordado, la planta tendrá el despacho y la diferencia entre el precio total acordado y el precio del MAE será cubierta por el ESS.
 - c. Cuando el precio del MAE sea inferior al precio variable acordado, la planta no tendrá el despacho y el precio fijo será cubierto por el ESS.

5.8 Contabilización y Liquidación

- Se efectuarán dos etapas en el proceso de contabilización por período de apuramiento, una ex ante y otra ex post.
- la etapa ex ante considerará las disponibilidades de generación, y los montos de energía requeridos serán declarados en la forma definida anteriormente. Esta etapa definirá montos de energía negociados entre los agentes de generación y consumo que, retirados de los montos cubiertos por los contratos bilaterales registrados, serán valorados por los precios ex ante, siendo esos montos considerados como contratados para efecto de la etapa ex post.
- En la etapa ex post, además de los montos contratados en la etapa ex ante, se considerarán nuevos contratos bilaterales registrados después de la etapa ex ante, las disponibilidades redeclaradas o verificadas de generación, las desviaciones de los montos de energía requeridos declarados y verificados y los ajustes del MRE derivados de las indisponibilidades de generación, con las diferencias siendo valoradas por los precios ex post.
- La liquidación deberá efectuarse mensualmente considerando los resultados contabilizados en las etapas ex ante y ex post de cada período de apuramiento.