

**PROCESSO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA 002/2000**

## **NOTA TÉCNICA**

### **ANÁLISE DAS REGRAS DO MAE**

**28 DE JUNHO DE 2000**

## ÍNDICE

<b>1. APRESENTAÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>3. PRINCIPAIS CONSTATAÇÕES.....</b>	<b>3</b>
3.1 ABORDAGEM GERAL .....	3
3.2 FORMAÇÃO DE PREÇOS .....	4
3.3 ENCARGO DE CAPACIDADE .....	5
3.4 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE .....	6
3.5 EXCEDENTE FINANCEIRO.....	6
<b>4. DETALHAMENTO E ANÁLISE.....</b>	<b>8</b>
4.1 FORMAÇÃO DE PREÇOS .....	8
4.1.1 Introdução.....	8
4.1.2 Proposta do Documento Básico .....	8
4.1.3 Proposta do MAE.....	9
4.1.4 Aspectos Relevantes .....	11
4.1.5 Constatações e Resultados .....	13
4.2 ENCARGO DE CAPACIDADE .....	15
4.2.1 Introdução.....	15
4.2.2 Proposta do Documento Básico .....	16
4.2.3 Proposta do MAE.....	16
4.2.4 Constatações e Resultados .....	18
4.3 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE .....	19
4.3.1 Introdução.....	20
4.3.2 Proposta do Documento Básico .....	20
4.3.3 Proposta do MAE.....	21
4.3.4 Constatações e Resultados .....	22
4.4 ALOCAÇÃO DO EXCEDENTE FINANCEIRO .....	23
4.4.1 Introdução.....	23
4.4.2 Proposta do Documento Básico .....	24
4.4.3 Proposta do MAE.....	24
4.4.4 Constatações e Recomendações.....	25
4.5 ENCARGO DE SERVIÇO DE SISTEMAS.....	26
4.5.1 Introdução.....	26
4.5.2 Proposta do Documento Básico .....	26
4.5.3 Proposta do MAE.....	27
4.5.3 Constatações e Resultados .....	27
4.6 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO E ASPECTOS GERAIS DAS REGRAS.....	27
4.6.1 Introdução.....	27
4.6.2 Proposta do MAE.....	29
4.6.3 Constatações e Recomendações.....	33
<b>5. DIRETRIZES PARA IMPLANTAÇÃO GRADUAL DO MAE.....</b>	<b>37</b>
5.1 INTRODUÇÃO .....	37
5.2 SAZONALIZAÇÃO E MODULAÇÃO DOS MONTANTES DA ENERGIA .....	37
5.3 FORMAÇÃO DE PREÇOS.....	38
5.4 FATORES DE PERDAS .....	39
5.5 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE .....	39
5.6 ENCARGO DE SERVIÇO DE SISTEMA .....	39
5.7 NECESSIDADE ADICIONAL DE POTÊNCIA.....	39
5.8 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO .....	40

## **1. APRESENTAÇÃO**

O objetivo desta Nota Técnica é fazer uma análise das regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, encaminhadas à homologação da ANEEL, bem como indicar as necessidades de aprimoramento e ajustes dessas regras a serem desenvolvidos no âmbito do MAE, de modo a garantir a competição na comercialização de energia com equilíbrio entre os diversos agentes do setor. Esta Nota Técnica faz parte do processo de Audiência Pública AP-nº 002/2000 da ANEEL e incorpora as contribuições encaminhadas pelos agentes à ANEEL, na 1ª fase da Audiência Pública, além dos pareceres de diversos especialistas contratados pela ANEEL. Tanto as contribuições quanto os pareceres estão disponíveis na página da ANEEL na Internet ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).

A Nota Técnica foi estruturada em 5 itens, sendo que o item 2 faz um breve relato do contexto em que se insere esta etapa de implantação do MAE no projeto de reestruturação do Setor Elétrico. O item 3 indica as necessidades de complementação, ajustes e aprofundamento de estudos, na visão inicial da ANEEL, resumindo as principais constatações e recomendações sobre as regras encaminhadas para homologação. O item 4 apresenta uma descrição mais detalhada das análises das regras do MAE que subsidiaram as conclusões indicadas no item 3. O item 5 estabelece diretrizes, a serem observadas pelo MAE, no estabelecimento de procedimentos para contabilização e liquidação da energia de curto prazo, para a operacionalização gradual das regras a serem homologadas pela ANEEL.

Esta Nota Técnica constitui-se numa visão inicial da ANEEL que será aprimorada pelas contribuições da sociedade na 2ª fase da Audiência Pública, conforme consta do aviso publicado no Diário Oficial da União, de 24 de abril de 2000, também disponível na Internet.

## **2. INTRODUÇÃO**

A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Após amplas discussões no âmbito do Projeto RE-SEB, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tomou a decisão de anexar o “Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do MAE” ao “Acordo de Mercado”. Foi também decisão do Poder Concedente não impor unilateralmente as regras para funcionamento desse mercado, transferindo aos agentes integrantes do mercado atacadista a elaboração das mesmas, segundo as orientações do “Documento Básico” e submetê-las posteriormente à homologação da ANEEL. Em 17 de julho de 1998, a ANEEL submeteu os documentos retro-citados a consulta pública, com o objetivo de aprimorá-los através de contribuições da sociedade em geral. Essa consulta pública inicialmente prevista para durar até o dia 27 de julho de 1998, teve sua data de encerramento postergada para o dia 5 de agosto de 1998.

Como marco inicial do processo regulatório, foram emitidas a Resolução ANEEL nº249, de 11 de agosto de 1998, e a Resolução ANEEL nº 271, de 19 de agosto de 1998, estabelecendo as condições de participação dos agentes no MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

O “Acordo de Mercado”, um acordo de cunho multilateral que começou a ser firmado em 28 de agosto de 1998 entre os interessados, foi homologado pela ANEEL através da Resolução nº 18, de 28 de janeiro de 1999, e dispõe na sua Cláusula 44 o prazo de noventa dias após a primeira da Assembléia Geral do MAE, ocorrida em 15 de outubro de 1998, para aprovação das Regras de Mercado pela própria Assembléia Geral do MAE.

Entrementes, com a publicação das Resoluções ANEEL nº 141, nº 142 e nº 143, de 09 de junho de 1999, que dispõem sobre os contratos iniciais de compra e venda de energia e a receita permitida das instalações de transmissão da rede básica, ou seja, tratam da contratação em separado da geração e do acesso as sistemas de transmissão, tornou-se necessário o estabelecimento de novas regras de contabilização e faturamento para a comercialização da energia de curto prazo, o que foi feito através da Resolução ANEEL nº 222, de 30 de junho de 1999, para vigorarem até a aprovação das Regras do MAE.

Em 29 de fevereiro de 2000, as regras foram aprovadas pela Assembléia Geral do MAE e no dia 14 de abril de 2000, em reunião nos escritórios da ANEEL, o presidente do Comitê Executivo do MAE entregou-as oficialmente ao Diretor-Geral dessa Agência.

A complexidade do assunto levou a ANEEL a estabelecer uma Audiência Pública de múltiplas fases, de modo a permitir a participação de todos os interessados, participantes ou não do MAE. Na primeira fase da Audiência Pública 002/2000, a ANEEL submeteu o documento “Regras de Mercado”, elaborado pelo MAE, para obter subsídios e informações adicionais com vistas ao processo de homologação. Essa audiência foi iniciada no mesmo dia do envio da versão final das regras pelo MAE, 24 de abril de 2000, e encerrada no dia 16 de junho de 2000.

Concomitantemente, foi realizado pela ANEEL no dia 7 de junho de 2000, em Brasília, um seminário com imagens transmitidas via TV Executiva para nove capitais brasileiras – Fortaleza, Recife, Salvador, Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Curitiba, Florianópolis e Porto Alegre – que possuíam, naquela data, disponibilidade desse recurso. Nesse seminário, que contou com aproximadamente 600 participantes, os analistas da Agência explanaram os conceitos envolvendo as regras e responderam a perguntas dos participantes das diferentes localidades.

No mesmo período, para enriquecimento de suas análises, a ANEEL contratou os serviços de consultoria de pesquisadores da Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, da Universidade de São Paulo – USP, da Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, da Universidade da Califórnia - Berkeley e também de dois consultores internacionais independentes de notório saber. Os pareceres elaborados pelos consultores foram integralmente divulgados via Audiência Pública AP-002/2000, com toda a documentação disponibilizada a quem interessar.

Simultaneamente, a ANEEL desenvolveu estudos internos envolvendo grande parte dos seus analistas, promoveu workshops de nivelamento e debates com todo o seu corpo técnico, diretoria, consultores contratados e técnicos da ASMAE. Esse processo culminou com a elaboração desta Nota Técnica, que também faz parte da Audiência Pública AP-002/2000, onde são apresentadas as análises, conclusões e recomendações da ANEEL no que concerne às regras do MAE.

### **3. PRINCIPAIS CONSTATAÇÕES E RECOMENDAÇÕES**

#### **3.1 ABORDAGEM GERAL**

De um modo geral, as regras elaboradas pelo MAE e encaminhadas à ANEEL estão de acordo com os princípios básicos do Mercado Atacadista de Energia, debatidos durante o processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RE-SEB e consolidados no Documento Básico para o Estabelecimento das Regras de Mercado, integrante do Acordo de Mercado.

Entretanto, na forma como foram apresentadas, as regras do MAE carecem de complementações e aprimoramentos para que sejam homologadas pela ANEEL.

Outrossim, os atrasos no desenvolvimento da cadeia de modelos computacionais de simulação eletro-energética, para o cálculo do preço da energia com discretização a cada meia hora e as dificuldades em considerar de forma adequada a entrada de novos agentes, implicou na necessidade de atualização da Resolução ANEEL nº 222/1999, ou seja, na necessidade de estabelecimento de diretrizes para a operacionalização gradual do MAE.

Uma vez recebidas e analisadas as colaborações da sociedade para aprimoramento desse documento, a ANEEL procederá à emissão de ato regulatório.

A seguir são apresentadas as principais constatações e recomendações resultantes das análises efetuadas pelo corpo técnico da ANEEL com os subsídios colhidos no Processo de Audiência Pública nº 002/2000 e com o apoio dos pareceres contratados.

As regras na forma em que foram encaminhadas à ANEEL não permitem o fácil entendimento, não só pelos agentes existentes mas também, e principalmente, pelos novos agentes interessados em atuar no Setor Elétrico Brasileiro, constituindo-se dessa forma numa espécie de barreira à entrada de novos competidores. Se, por um lado, as regras na sua forma algébrica facilitam o desenvolvimento dos programas computacionais que as irão operacionalizar, por outro, dificultam o entendimento dos conceitos técnicos e econômicos que as sustentam. A ANEEL recomenda que as regras do MAE sejam complementadas com um documento de Visão Geral das Regras, que as descreva de modo a permitir o seu entendimento por todos os interessados. Deverá ser definida uma hierarquia entre os documentos que compõem as regras do MAE, para fins de solução em caso de conflito de entendimento.

A clara definição das fronteiras dos submercados é essencial para a avaliação dos riscos, custos e preços a que estarão submetidos os agentes participantes do MAE. Dessa forma, é necessário que as regras do MAE contemplem os princípios e critérios para a definição das fronteiras dos submercados. É necessário também definir a periodicidade ou as condições que podem levar à redefinição dessas fronteiras e, no caso de alteração, quais os riscos que serão alocados aos agentes afetados pela modificação das fronteiras.

A definição nas regras do MAE dos procedimentos detalhados para o estabelecimento dos fatores de perda é de fundamental importância para que os agentes possam ter clareza de como suas disponibilidades e preços serão considerados na formação dos preços e na contabilização e liquidação das quantidades de energia transacionadas. É necessário que estejam definidos não só os princípios e conceitos envolvidos na fixação dos valores dos fatores de perda, mas também a sua frequência de estabelecimento. Ou seja, é preciso que fique claro se os fatores de perda serão calculados para cada período de apuração nas condições ex-ante e ex-post, ou se serão valores pré-definidos para um período maior de tempo.

Alguns aspectos relevantes não foram tratados nas regras encaminhadas pelo MAE à ANEEL, tendo sido deixados para um detalhamento posterior nos procedimentos de mercado. Recomenda-se que os mesmos sejam incluídos nas regras para serem homologados. Entre esses aspectos pode-se destacar: a descrição e documentação dos modelos computacionais de formação de preços, as diretrizes básicas para o registro de contratos bilaterais, os critérios para a entrada e saída de participantes no MAE, a frequência de submissão de declarações de preço das usinas térmicas, a forma de custeio do MAE, entre outros.

As regras propostas deixam vários graus de liberdade para o COEX definir parâmetros a posteriori que podem ter uma influência muito grande no Mercado Atacadista de Energia. Este recurso é necessário em alguns casos mas não pode ser usado em larga escala sob pena de comprometer a estabilidade das regras. Entre os parâmetros citados destacam-se a definição do tipo de cálculo do preço do MAE, a taxa de remuneração do Fundo do Excedente Financeiro e o fator de redução do custo de interrupção.

Para a homologação das regras propostas é necessário que o MAE apresente a ANEEL um cronograma de ações que detalhe as fases de implantação das regras, incluindo os tempos necessários para a finalização do desenvolvimento dos modelos computacionais, o período de testes e validação desses modelos e a implantação do sistema de medição.

Vale destacar a importância da harmonização das regras do MAE com os procedimentos do ONS, visando a compatibilidade dos procedimentos e modelos de otimização da operação centralizada com o processo de formação de preços do MAE, bem como o compartilhamento dos sistemas de medição, o fluxo de informações e os dados operacionais.

### **3.2 FORMAÇÃO DE PREÇOS**

A base do Mercado Atacadista de Energia que é a formação de preços está, na forma das regras apresentadas, remetida para uma seqüência de modelos computacionais de otimização, descritos de forma sucinta no Apêndice D das regras. É necessário que estes modelos estejam suficientemente descritos e documentados para que possam ser entendidos e validados por todos os agentes.

O capítulo 3 das regras do MAE, que deveria tratar da formação de preços, descreve um conjunto de ajustes aos preços calculados pelos modelos computacionais. Estes ajustes já deveriam estar incorporados aos modelos de otimização uma vez que, caso os modelos não considerem fatores de custo tais como o custo de partida e os tempos de tomada e alívio de carga pelas unidades geradoras, eles não estarão obtendo de fato uma solução ótima correta.

Como conseqüência da incorporação aos modelos dos ajustes descritos no capítulo 3, não é necessário o estabelecimento de uma discricionariedade para o COEX decidir de que forma o preço deve ser calculado (PRICE\_TYPE).

As declarações de inflexibilidade, bem como dos preços das usinas térmicas devem ser livres e não vinculadas a qualquer tipo de auditoria ou controle. Comportamentos anticompetitivos por parte dos agentes deverão ser investigados e coibidos.

A forma de contabilização proposta (somente ex-post) está em desacordo com o Documento Básico e impede a Oferta de Redução de Demanda. Recomenda-se que seja adotado um sistema com dupla contabilização: uma contabilização *ex-ante* associada a outra *ex-post* para as diferenças.

### **3.3 ENCARGO DE CAPACIDADE**

O estabelecimento do Encargo de Capacidade baseou-se na necessidade de se incentivar a expansão e a disponibilidade de capacidade de geração no sistema. Ele representaria um sinal econômico associado a remuneração de capacidades de potência não contratadas estabelecidas como reserva operacional do sistema elétrico, admitindo-se que os sinais de mercado não seriam suficientes para induzir oportunidades de adição de capacidade ao sistema.

Neste contexto, e coerente com as diretrizes estabelecidas no Documento Básico, a fixação do encargo de capacidade deveria vincular-se aos requisitos operacionais e locacional dos diversos submercados estabelecidos pelo sistema, mas desvinculada da evolução dos mesmos, evitando variações não controladas nos fluxos de pagamento / recebimentos (volatilidade).

A forma de estabelecimento deste encargo, proposta nas regras, deve ser repassado aos detentores de capacidades disponível não contratada e envolve cálculos anuais através de simulações para determinação da probabilidade de corte de carga. Esta probabilidade (frequência e duração dos cortes de carga) seria ponderada pelo custo de interrupção e rateada pelos comercializadores e consumidores contratantes de energia no âmbito do MAE.

Esta proposição, tem como principal agravante a dependência de simulações de modelos matemáticos, fortemente associados à evolução temporal do sistema elétrico, ou seja, acréscimos de disponibilidade de capacidade de potência determinam variações nos valores de probabilidade esperados, o que reduziria o valor do encargo de capacidade e, conseqüentemente, as receitas atribuídas aos geradores existentes. Este fato, sinaliza economicamente contrário à oportunidade de investimentos neste segmento de geração, podendo determinar reações adversas dos atuais detentores de disponibilidades de capacidade de potência.

Por outro lado, simulações anuais com a fixação de novos valores induzirão uma variabilidade nos valores deste encargo, não cobrindo uma das principais motivações de criação deste, que seria o estabelecimento de um fluxo uniforme garantido de receita para os geradores, facilitando a conquista de financiamentos para novos empreendimentos.

Além destes pontos, da análise de conteúdo da regra proposta, pode-se constatar que:

- o encargo de capacidade calculado com base no custo de interrupção nacional, distorce o sinal podendo dar incentivos a disponibilização em áreas inadequadas;
- o encargo de capacidade, na forma de um custo adicional ao valor da energia comprada, poderá suscitar solicitações de revisões extraordinárias de tarifas, o que levaria a impacto nos consumidores finais;
- pelo lado do consumo, o encargo de capacidade representaria uma proteção contra expectativas probabilísticas de surtos de preço do MAE, estabelecida de forma impositiva, sem a correspondente atribuição legal ou regulamentar do MAE e sem a clara adesão dos afetados;
- a atribuição deste encargo aos geradores existentes com disponibilidade de capacidade de potência não garante a expansão deste segmento e, conseqüentemente, não garante que não ocorrerão surtos de preço do MAE, uma vez que não se terão recursos acumulados para cobertura da diferença entre o custo da interrupção e o teto estabelecido e nem a garantia deste valor teto nos preços da energia ofertada pelos geradores com capacidade de potência, quando da ocorrência de restrições de capacidade no sistema elétrico.

Estas constatações, vinculadas diretamente à proposta de estabelecimento do encargo de capacidade, constantes das regras em análise, induzem a conclusão de que a mesma não cumpre os objetivos de criação do mecanismo, devendo ser reavaliada a sua concepção metodológica. Esta revisão deverá incorporar opções de valores fixados com este objetivo, com base nos requisitos mapeados do sistema, ou mesmo hipóteses de gerenciamento de risco por instrumentos de garantia que permitam uma diversidade de opções e promoções da participação pelo lado da demanda (gerenciamento da demanda).

Por outro lado, ao invés de introduzir um encargo de capacidade, poder-se-ia buscar equacionar as necessidades de capacidade por meio de um mercado secundário que possibilitasse a compra e venda de reserva de capacidade.

Dessa forma, julgam-se necessários a realização de maiores estudos com dados reais e uma melhor análise que possam garantir que o sinal introduzido pelo Encargo de Capacidade seja correto e eficiente, e que as desvantagens mencionadas sejam eliminadas, com indicação de que este encargo não seja instituído neste momento. As regras do MAE podem ser implementadas sem este encargo que poderá ser agregado posteriormente.

### **3.4 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE**

O MRE visa a mitigação do risco hidrológico e não deveria ser utilizado para dar incentivos à expansão da capacidade. Além da mitigação do risco hidrológico o MRE pode ser visto como a consequência do despacho otimizado centralizado.

Na forma proposta o MRE só pode ser implementado ex-post pois a modulação da energia assegurada mensal de cada usina a cada período de apuração está baseada na energia efetivamente gerada por todas as usinas participantes do MRE.

A regra proposta não atende ao disposto no Decreto nº 2.655/98, segundo o qual os riscos de indisponibilidades das unidades participantes do MRE não devem ser compensados pelo mecanismo, devendo ser assumidos pelos agentes.

A regra de repartição da energia gerada excedente à energia assegurada de forma não proporcional às energias asseguradas resulta na necessidade de reconciliação dos valores após um longo período (no mínimo um ano).

Não foi apresentada regra para a sazonalização da energia assegurada anual de cada usina, em termos mensais.

Recomenda-se que seja adotado o rateio da energia secundária na proporção das energias asseguradas das usinas participantes do MRE.

### **3.5 EXCEDENTE FINANCEIRO**

O excedente financeiro surge em função da comercialização de energia, a preços diferenciados, entre submercados. A diferença de preços nos submercados é resultante da existência de restrições nas linhas de transmissão que os interligam.

A proposta de regras do MAE prioriza a alocação do montante do excedente financeiro para a redução dos riscos associados às exposições pelas diferenças de preços de alguns contratos e mecanismos. As transações priorizadas são os Contratos Iniciais, a energia de Itaipu, a realocação de energia do MRE, a energia importada, a autoprodução e alguns investimentos específicos (listados no apêndice F - não disponibilizado).

A lista supracitada, apresentada nas regras, é mais abrangente do que o disposto no Documento Básico para Estabelecimento das Regras do MAE, anexo ao Acordo de Mercado.

As regras propõem que a partir do décimo mês de operação do MAE uma fração de 1/9 do valor acumulado no fundo remanescente, composto pelo Excedente Financeiro somado às exposições positivas de preço dos geradores, será destinado à redução das tarifas de uso da Rede Básica.

Entende-se que até o ano de 2005 os recursos provenientes do excedente financeiro devam ser utilizados prioritariamente para a redução das exposições dos agentes listados no Documento Básico das Regras. Após este período preserva-se somente a redução de exposição do MRE e Energia de Itaipu. No longo prazo, deverá ser estudado um mecanismo de alocação dos direitos de transmissão, para os agentes interessados, mediante competição. Os recursos provenientes da venda desses direitos de transmissão deverão ser utilizados na redução dos encargos de uso da rede de transmissão.

## **4. DETALHAMENTO E ANÁLISE**

### **4.1 FORMAÇÃO DE PREÇOS**

#### **4.1.1 Introdução**

O Mercado Atacadista de Energia é o ambiente estruturado para realizar as transações de compra e venda de energia dos sistemas interligados no curto prazo.

As regras do MAE para a formação de preço constituem o coração do Mercado Atacadista de Energia. A proposta de se ter um mercado onde toda a energia gerada e consumida no sistema interligado seja contabilizada, visa permitir a sinalização econômica do valor da energia a cada intervalo de tempo, refletindo as condições de oferta e de demanda a cada instante. Essas condições de mercado podem ser avaliadas em diferentes momentos da operação do sistema, podendo definir um preço do mercado antes da operação real, refletindo as condições previstas declaradas pelos agentes, e um outro preço após a operação do sistema, refletindo as condições de oferta e de demanda verificadas.

#### **4.1.2 Proposta do Documento Básico**

Os modelos de otimização (em base plurianual, anual, mensal, semanal e diária) utilizados para o cálculo dos custos marginais de energia no curto prazo estarão incorporados ao processo de otimização centralizado conduzido pelo ONS. Todos os modelos utilizados, inclusive os seus programas fonte, serão disponibilizados para os participantes do MAE.

Os geradores hidrelétricos deverão informar os dados técnicos de suas usinas, incluindo níveis do reservatórios, vazões e disponibilidade de seus equipamentos. Os geradores termelétricos deverão informar os dados de custos de operação e combustível, rendimento térmico e disponibilidade de seus equipamentos. Os comercializadores deverão informar suas previsões de demanda.

Na definição dos preços do MAE, serão consideradas apenas as restrições de transmissão entre submercados. O despacho em tempo real considerará todas as restrições de transmissão, bem como as redeclarações de disponibilidade e outros eventos ocorridos após a formação do preço.

Os preços serão determinados com antecedência a ser definida pelo MAE, podendo ser de uma semana, ou preferencialmente de um dia (*ex-ante*). O preço do MAE em cada submercado será estabelecido para diversos períodos de apuração.

Tendo em conta uma função de custo de déficit, a ser definida pela ANEEL, caberá ao ONS sugerir à ANEEL o racionamento preventivo de energia. Na eventualidade de corte de carga acarretado exclusivamente por insuficiência de geração do sistema, os preços do MAE serão fixados de acordo com os correspondentes custos de interrupção. A insuficiência de capacidade poderá ser definida *ex-ante* ou *ex-post*.

Consumidores cuja demanda contratada totalize no mínimo 10 MW e promovam alguma forma confiável de acordo operativo com o ONS poderão apresentar ao MAE propostas de redução de carga condicionadas aos preços de curto prazo. Antes de um consumidor ser autorizado a oferecer tal proposta, o ONS e o consumidor estabelecerão um método para verificar a efetividade das reduções. As propostas de redução de carga poderão ser apresentadas por comercializadores, em nome de consumidores identificados individualmente.

### 4.1.3 Proposta do MAE

Para a operação do sistema elétrico interligado brasileiro, haverá um processo de otimização centralizado, efetuado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), a partir de um pacote de programas computacionais. Este pacote é formado basicamente por três modelos de otimização: NEWAVE, DECOMP e DESSEM. O NEWAVE é um programa que determina o planejamento da operação a longo prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados. O DECOMP é responsável pela coordenação da operação individualizada, por usina, a médio prazo. O DESSEM faz a programação semanal da operação.

O resultado final da cadeia destes modelos será uma programação otimizada de despacho, contendo volumes programados. Vale destacar que a programação da operação tem que representar o sistema de transmissão com todas as suas características, incluindo os seus limites de capacidade.

Para a determinação do preço do MAE deverá ser definida uma programação que não considere os efeitos das restrições de transmissão dentro dos submercados, entretanto, leva em conta as principais restrições de transmissão entre os submercados. Portanto, esta programação será diferente da utilizada pelo ONS para realizar o despacho real do sistema. Esta diferença de programação é necessária para que seja definido um único preço do MAE para cada submercado. Estes modelos estabelecem o custo marginal do sistema para cada submercado, por período de apuração, expresso em [R\$/MWh], refletindo o custo da unidade geradora mais cara despachada, ou da oferta de redução de demanda, utilizados para atender o mercado.

Os resultados dos modelos (Custos Marginais de Operação, denominados preços sombra) serão utilizados como base de um conjunto de cálculos para se definir o preço do MAE (capítulo 3 do documento encaminhado pelo MAE), de modo que outros fatores, como inflexibilidades e adições ao preço de ponta possam ser levados em conta de maneira mais completa. A proposta é que o preço do MAE dentro de cada submercado seja definido para cada período de apuração de meia hora. O Preço de Venda do MAE (para cada submercado) será igual ao preço do MAE acrescido do Encargo de Capacidade. Assim:

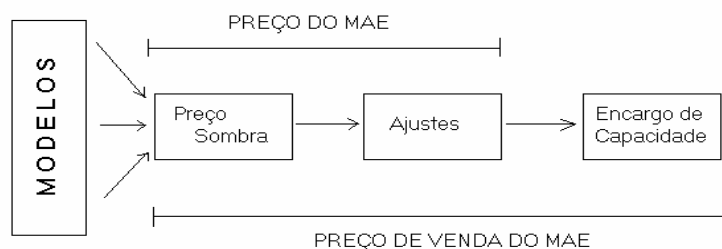


Fig 4.1 – Preço de Venda do MAE

Vários tipos de inflexibilidade serão considerados no processo de fixação de preços, tais como o gerador hidráulico que enfrenta limitações em sua operação ou geradores térmicos com contratos *take-or-pay*. As regras permitem que as gerações inflexíveis sejam levadas em conta sem no entanto permitir que seus custos afetem o processo de fixação de preços.

O COEX determina se o Preço do MAE deve ser definido usando as regras do Capítulo 3 ou se será dado diretamente pelo preço sombra determinado pelo pacote computacional de modelos de otimização.

As regras de ajuste ao preço sombra, definidas no Capítulo 3, caso venham a ser utilizadas, definem uma seqüência de cálculos a seguir resumidos:

*Determinação do preço inicial previsto (SP<sub>0</sub>):* definido como o preço para a unidade geradora com base nos seus custos ofertados e no nível de geração contido na programação sem restrições.

$$SP_0 = \frac{\text{Custo Incremental } I}{\text{Fator de Perdas de Geração}} + \text{Custo de Partida} + \text{Custo sem Carga}$$

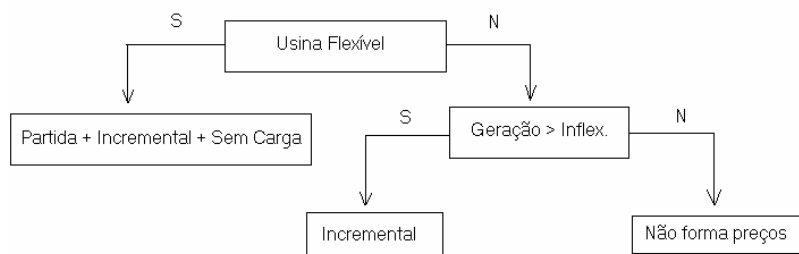


Fig. 4.2 – Determinação do Preço Inicial Previsto

*Adição ao preço de ponta:* Em função da tecnologia empregada na geração termelétrica podem ser necessários períodos significativos tanto para tomada quanto para o alívio de carga. Desta forma, a operação de uma central em determinado período (programada pelos modelos de otimização – ex-ante) pode implicar em operação, destinada à tomada ou alívio de carga, fora da ordem de mérito de despacho. É proposto uma forma de ajuste do preço inicial previsto de uma unidade geradora para compensar os custos associados aos períodos em que esta estiver tomando ou aliviando carga a sua taxa máxima. Essencialmente, este mecanismo consiste na alocação dos custos associados a operação durante a tomada ou alívio de carga em taxa máxima, no período de geração que atende efetivamente à programação otimizada.

*Determinação do Preço Derivado não Ajustado:* identifica-se os submercados que estão importando energia. O preço da energia importada é igual ao preço da energia no mercado exportador dividido pelo fator de perdas de transmissão. O preço derivado não ajustado será o máximo entre o preço da energia importada de outro submercado e o preço de geração mais cara dentro do submercado em questão.

Deve-se repetir o processo até que tenham sido determinados todos os preços de todos os submercados. A única exceção para esta regra, ocorre quando o submercado exportador está em racionamento, por que levaria o preço do MAE do submercado importador a valores superiores ao do racionamento.

*Determinação do Preço Programado:* o preço programado (SP<sub>ij</sub>) deverá ser calculado para cada unidade geradora em cada período de apuração para ser utilizado como dado de entrada para o cálculo do preço derivado do MAE.

*Determinação do Preço do MAE derivado:* este processo segue o mesmo procedimento que o preço derivado não ajustado do MAE, exceto que o preço programado calculado acima substitui o preço inicial previsto (SP<sub>0ij</sub>).

As regras propõem que o preço do MAE usado na liquidação financeira deve ser determinado ex-post, baseado no consumo e na disponibilidade reais do sistema. Este seria complementado por um preço do MAE indicativo ex-ante.

Duas opções foram consideradas pelo COEX. São elas:

a) determinar o preço do MAE ex-ante – baseado nas previsões de demanda e disponibilidade para o dia seguinte; e

b) determinar o preço do MAE ex-post – calculado após a comercialização ter ocorrido, baseado na demanda real e na disponibilidade real do gerador.

Segundo a justificativa para determinação dos preços do MAE, o COEX decidiu-se pela opção *ex-post* pelas seguintes razões:

a) o preço ex-post garante um resultado que reflete a melhor aproximação das condições reais do sistema;

b) o preço ex-post reduz a possibilidade de manipulação (gaming);

c) o Encargo dos Serviços do Sistema será menor.

Segundo o documento de justificativa encaminhado, o estabelecimento do preço MAE através da combinação dos preços *ex-ante indicativo* e *ex-post* apresenta um impacto positivo na comercialização. O sinal fornecido pelo preço indicativo permitiria maior segurança aos agentes no gerenciamento de seus riscos e na determinação de suas ofertas, garantido que exposições futuras fossem baseadas em expectativas próprias em relação ao preço do MAE *ex-post*. De forma complementar, o preço *ex-post* asseguraria um ambiente mais confiável aos agentes do MAE, uma vez que representaria o real equilíbrio entre disponibilidade e consumo, configurando desta forma o cenário adequado para o atual estágio de desenvolvimento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica brasileiro.

#### 4.1.4 Aspectos Relevantes

Dentro da discussão sobre a formação de preços do MAE se inserem duas questões básicas: os modelos computacionais que servem de base para a definição do despacho otimizado da geração, com o preço resultando dessa otimização, e a utilização ou não desses preços para a contabilização e liquidação das posições assumidas pelos agentes em cada momento do processo.

Com relação à utilização dos modelos computacionais de otimização, não está mais em discussão se o despacho deve ser definido centralizadamente ou se deve ser dada maior liberdade para os agentes geradores tomarem as suas próprias decisões comerciais. Essa decisão já foi objeto do estudo no projeto RE-SEB, tendo sido consolidada em Lei a opção pelo modelo centralizado. A liberdade que pode ser considerada nesta etapa se refere às declarações de preço e disponibilidade por parte dos geradores termelétricos não participantes da CCC. Assim, deve ser atingido um equilíbrio entre a liberdade comercial que deve ser dada a esses agentes e a devida consideração das suas declarações nos modelos de otimização. Dessa forma, a frequência com que esses agentes informarão ao MAE os seus preços assume importância que sugere que este assunto não seja deixado para um procedimento de mercado, passando a fazer parte das próprias regras do MAE.

Com relação à utilização dos preços calculados no MAE nos diferentes momentos do processo de otimização, é importante destacar que essa é uma questão básica em qualquer mercado de energia.

Um mercado ex-ante, envolve a compra e venda de energia realizadas antes do consumo e da geração reais acontecerem. Mercados ex-ante fixam o preço pelo qual consumidores serão cobrados e os geradores serão pagos antes do consumo real. As quantidades compradas e vendidas são baseadas na previsão do comprador sobre o seu consumo e da previsão do gerador da sua disponibilidade. Em um mercado ex-ante, geradores e consumidores efetuam um comprometimento financeiro para comprar e vender quantidades agendadas ao preço ex-ante.

As vantagens básicas de mercados ex-ante são as seguintes:

- Facilitam a incorporação da oferta de redução da demanda;
- Provêem segurança de preços tanto para consumidores quanto para geradores, antecipadamente ao despacho real. Isso é particularmente importante para compradores e geradores térmicos, que podem ter custos fixos de partida os quais precisam ter certeza de recuperá-los antes de se comprometerem a partir, mas são menos importantes para geradores hidrelétricos;
- Mercados ex-ante reduzem a habilidade de geradores jogarem com suas disponibilidades (desde que desvios em tempo real dos comprometerimentos ex-ante sejam cobrados pelo custo marginal). Se eles não estão disponíveis para gerarem, devem comprar a potência substituta ao preço das suas ofertas. Se um gerador realizou uma venda no mercado ex-ante e não está disponível para gerar o seu compromisso, ele deve comprar a potência substituta para suprir sua obrigação. Se o custo da potência substituta é mais caro que o preço ex-ante, o gerador não pode ganhar ao jogar com sua disponibilidade.

Uma desvantagem de mercados ex-ante é que eles requerem um mecanismo para precificar as variações das quantidades ex-ante, por exemplo um mercado ex-post, ou algum outro mecanismo. Existem oportunidades de jogos para geradores se desvios das quantidades ex-ante são precificados de outra maneira que não seja o custo marginal da potência substituta.

Em geral, o consumo e a geração real serão diferentes das quantidades compradas e vendidas no mercado ex-ante. Previsões de demanda são inexatas. Geradores podem não estar disponíveis para gerar devido a problemas operacionais. A carga real e os recursos de geração usados para atendê-la podem, portanto, ser diferentes daqueles estabelecidos no mercado ex-ante. Portanto, com um mercado ex-ante, seria necessário um mecanismo para contabilizar e precificar desvios das quantidades ex-ante. Um mercado ex-post é um caminho para atingir esse objetivo.

Um mercado ex-post é um mercado no qual quantidades e preços são determinados após a operação. Os preços desse mercado refletem o consumo real e a geração que seria despachada baseada nas últimas declarações caso o submercado operasse sem restrições internas de transmissão durante o período de tempo. Nesse caso, o MAE despacharia a geração disponível (e a carga despachável) de acordo com seus valores ofertados no caso de térmicas que não possuam CCC nem Contrato Inicial, e das ofertas de redução de demanda; e do custo marginal da água no caso das hidrelétricas com MRE. O preço ex-post seria então igual ao custo ou valor ofertado do recurso despachado mais caro durante o período de precificação, por exemplo, meia hora. As quantidades compradas e vendidas no mercado ex-post seriam baseadas nos valores verificados da carga e no valor ex-post determinado no despacho baseado nas últimas declarações da geração no qual não seriam consideradas as restrições de transmissão internas ao submercado.

Uma vantagem de um mercado ex-post é que os preços ex-post refletem o custo marginal de atendimento à carga real.

As desvantagens de um mercado ex-post são as seguintes:

- Sem nenhum comprometimento antecipado em um mercado ex-ante, geradores não estão sujeitos a penalidades financeiras por não estarem disponíveis para despacho. Isto pode levar a oportunidades de jogos para geradores com grandes portfolios manipularem suas disponibilidades;
- É mais difícil incorporar ofertas de redução da demanda. Elas só podem ser usadas para determinar preço e racionar capacidade caso sejam despachadas pelo ONS.

Um mercado ex-ante combinado com um ex-post procura reunir os benefícios de ambos descritos acima. Um mercado ex-post precifica desvios de comprometimentos ex-ante ao custo marginal de atender aquelas variações. Apenas geradores e consumidores que se desviaram de comprometimentos pré-estabelecidos pagam quaisquer custos adicionais impostos ao sistema. Isto reduz os incentivos para geradores jogarem com suas disponibilidades.

Se um gerador não esta disponível para despacho, ele é responsável por qualquer custo adicional imposto ao sistema, através da compra de potência substituta ao preço do mercado spot. De maneira similar consumidores que consumirem potência adicional no despacho em tempo real irão pagar quaisquer preços associados com seu consumo adicional. Consumidores que comprarem todas as suas necessidades em mercados ex-ante não serão afetados por variações em tempo real.

Em sistemas de múltiplas contabilizações, ofertas para o dia seguinte são usadas para despacho e contabilização de transações fechadas para o dia seguinte. Apenas os desvios utilizam preços ex-post.

#### **4.1.5 Constatações e Resultados**

A base da formação de preços do MAE, tanto ex-ante quanto ex-post, é a cadeia de modelos computacionais de otimização energética. Assim, é imprescindível que as regras do MAE descrevam e documentem esses modelos em nível suficiente para um perfeito entendimento por todos os agentes. Vale destacar que o “Documento Básico para o estabelecimento das Regras do MAE”, anexo ao “Acordo de Mercado”, define que os todos modelos computacionais utilizados, *“inclusive seus programas fonte, serão disponibilizados para os participantes do MAE”*.

Outro aspecto relevante é a necessidade de um período de teste que preceda a aplicação efetiva de novos modelos e de alterações de grande relevância nos modelos existentes ou em seus principais parâmetros, de modo a permitir a validação pelos agentes participantes do MAE e a posterior homologação pela ANEEL.

Não há, nas regras encaminhadas para homologação, fundamentação para a necessidade de se deixar para o COEX a atribuição de decisão sobre a utilização ou não de ajustes aos preços obtidos pelos modelos computacionais. Qualquer mecanismo de ajuste (“custo de partida”, “PMT” e “operação sem carga”) deve estar incluído no modelo de otimização que definirá a prioridade de despacho, sob pena de não se estar efetivamente obtendo uma solução ótima real.

As declarações de custo de partida e taxa máxima de alívio e tomada de carga, devem ser totalmente livres, exceto para centrais termelétrica participantes da CCC, uma vez que o sinal econômico resultante se demonstra adequado se incorporada esta lógica no modelo de otimização.

Considerando a relativa complexidade e sujeição a erros associadas a incorporação destes mecanismos na lógica do modelo de otimização da operação, sugere-se analisar alternativa simplificada em que a declaração seria apenas dos preços incrementais, os quais incluiriam os fatores motivadores destes mecanismos (custos de partida, alívio e tomada de carga e operação sem carga). Obviamente isto ampliaria as incertezas dos geradores, mas evitaria possíveis distorções ou falta de convergência na otimização. Esta conseqüente maior incerteza para os agentes poderia ser reduzida com a dupla liquidação (ex-ante/ex-post). A freqüência de declaração destes “preços incrementais” passa a ser mais importante devendo ser diferenciada para centrais participantes da CCC e demais centrais termelétricas.

Quanto ao mecanismo de “operação sem carga” sugere-se a sua substituição pela possibilidade do agente de declarar determinada carga parcial mínima em combinação a

considerar esta parcela de custo no “preço incremental”. Contudo estas limitações podem resultar em maiores preços devendo existir um ajuste, mas bastante diferente do proposto nas regras.

O propósito do sistema de múltipla contabilização pode ser visto em um exemplo. Se um gerador falhar, então outros geradores terão sua produção aumentada, empurrando para cima o preço ex-post. O gerador pagará uma penalidade igual à diferença entre o preço ex-post e o preço ex-ante vezes a quantidade que ele não forneceu.

O sistema de uma única contabilização pode parecer mais simples que o de múltiplas. Primeiro, ele usa apenas um conjunto único de preços horários. Entretanto. Essa simplicidade é enganosa. A dificuldade com a contabilização ex-post é que ela é realizada apenas com o preço ex-post, desde que todos os comprometimentos e transações são contabilizadas utilizando preços estabelecidos depois da operação. Depois da programação do dia anterior ser estabelecida, licitantes podem ter um incentivo para efetuar ajustes que influenciem o preço ex-post em uma direção favorável. Eles podem levar vantagem de inelasticidades de curto prazo nas curvas de oferta e de demanda para obter lucros excessivos.

Saber como isto é feito é complexo, e pode ser melhor explorado por grandes geradores com escala suficiente para tornarem o esforço valioso. A complexidade e o risco adicional resultantes desencorajam a entrada de novos atores e a participação de pequenos geradores e das ofertas de redução da demanda cuja receita líquida pode desaparecer em função da volatilidade do preço após a operação.

Estes jogos podem ser mitigados por penalidades financeiras por falhas em cumprir o programado. Então a questão passa a ser: Como fixar tais penalidades? Alguma flexibilidade é necessária devido a incertezas na demanda e na oferta. Fixar penalidades muito elevadas leva a respostas ineficientes a estas incertezas, e fixar penalidades muito baixas leva a jogos excessivos. A confiança em penalidades é altamente ineficiente e problemática em seu funcionamento.

Um sistema de múltipla contabilização mitiga os jogos em duas frentes. Primeiro, as ofertas para o dia seguinte representam compromisso financeiro. As ofertas e a programação resultante têm credibilidade precisamente porque significam propostas firmes. Segundo, ofertas posteriores não alteram os preços ex-ante. Estes permanecem constantes para todas as transações realizadas no mercado para o dia seguinte. Desvios da programação do dia seguinte afetam o preço ex-post, mas esse preço só é usado para precificar esses desvios. Portanto, em um sistema de múltipla contabilização o incentivo para manipular o preço ex-post é muito menor do que em um sistema de contabilização única.

Penalidades pelo não cumprimento da programação não são necessárias em um sistema de múltipla contabilização, desde que os desvios sejam cobrados pelo preço correto. Se um gerador falha na entrega do programado, então o gerador é responsável pela compra ao preço ex-post da quantidade que ele devia entregar.

O sistema ex-ante combinado com o ex-post reduz o risco para os ofertantes, principalmente o ofertante de redução da demanda, desde que eles possam fechar negócios pelo preço ex-ante. Além disso esse sistema reduz as incertezas do despacho porque ele desencoraja mudanças na programação, e automaticamente fixa penalidades corretas pelo seu não cumprimento. O sistema mantém a flexibilidade requerida para responder eficientemente às flutuações na demanda e na oferta.

Uma dificuldade desse sistema são os múltiplos preços para a energia. Alguém pode pensar que energia em um determinado momento e lugar deveria ter preço único. Entretanto isso não é correto. O preço deve ser determinado no momento no qual o recurso é comprometido. Portanto, se existem dois pontos de comprometimento (para o

dia seguinte baseado em previsões e em tempo real baseado nos eventos), então devem existir dois preços, um ex-ante para os comprometerimentos antecipados e um ex-post que reconheça o efeito das contingências.

## **4.2 ENCARGO DE CAPACIDADE**

### **4.2.1 Introdução**

A operação do sistema elétrico pressupõe a existência de adequada oferta de energia e potência para cobrir os requisitos do mercado nos diversos patamares de carga (máxima, média e leve), além dos casos de ocorrência de emergências do sistema (falhas em equipamentos ou instalações). Este pressuposto determina a existência de unidades geradoras despachadas somente nos horários de carga máxima ou por restrições devido a falta de capacidade do sistema elétrico, quando estas seriam remuneradas através do faturamento da energia comercializada.

Nestas situações, em especial na ocorrência de restrições do sistema elétrico, a energia fornecida assume valores elevados, traduzindo em faturamentos significativamente altos, compensando os períodos ociosos (não despacho) destas.

Muito embora, ao longo da vida útil de um empreendimento desta natureza, os seus custos sejam remunerados, a forma de retorno através de faturamentos esparsos e não previsíveis, imputa aos mesmos uma não atratividade de investimentos, bem como dificuldades na obtenção de financiamento por parte de organismos financiadores, que requerem garantias de pagamento. Este contexto leva a uma expectativa de redução gradativa da disponibilidade de capacidade de demanda no parque gerador do sistema elétrico.

Dessa forma, o encargo de capacidade foi idealizado como um mecanismo que proporcionasse recursos para remuneração dos custos fixos de empreendimentos disponibilizadores de capacidade de demanda ao sistema, na forma de um fluxo de pagamentos uniforme e previsível. Ele seria dedicado aos geradores que disponibilizassem capacidade adicional de potência, visando incentivar o incremento de capacidade do parque gerador existente, pelo aumento de capacidade instalada através da efficientização ou instalação de novas máquinas, ou mesmo a implantação de novas usinas.

*“A consideração do pagamento por encargo de capacidade é importante porque ele irá ser uma substancial fonte de recurso para os geradores, se adotado. A necessidade do encargo de capacidade tem sido um dos pontos mais controversos em todas as reestruturações de mercados onde ele tem sido adotado, porém nem todas as reestruturações tem adotado o encargo de capacidade”* [Laura Brien, Consultora técnica, Analysis of Wholesale Electricity Market in Brazil].

#### 4.2.2 Proposta do Documento Básico

O Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do MAE, anexo ao Acordo de Mercado, incorporou a seguinte diretriz no que se refere ao Encargo de Capacidade.

*“Um Encargo de Capacidade (EC) será estabelecido, devendo incidir sobre toda a carga, contratada ou não, dos comercializadores e dos consumidores livres atuantes diretamente no MAE. O EC deverá incentivar os geradores a estarem disponíveis, quando solicitados pela operação do sistema, bem como incentivar a adequada expansão da potência instalada nos sistemas interligados e poderá constituir parcela do Encargo de Serviços do Sistema.*

*Estudos deverão ser conduzidos, especialmente na fase de implantação do EC, para garantir que seus montantes e os valores dos custos de déficit, utilizados na determinação dos preços do MAE, sejam fixados de forma consistente, isto é, que o efeito combinado de ambos atinja a um nível adequado de pagamentos aos geradores, que não crie incentivos insuficientes ou excessivos.”*

Desta forma fica claro a opção pela implantação do Encargo de Capacidade, introduzida nas diretrizes aprovadas no Documento Básico, porém deve ser garantido que a introdução deste não crie distorções nos sinais econômicos originados pelo mercado.

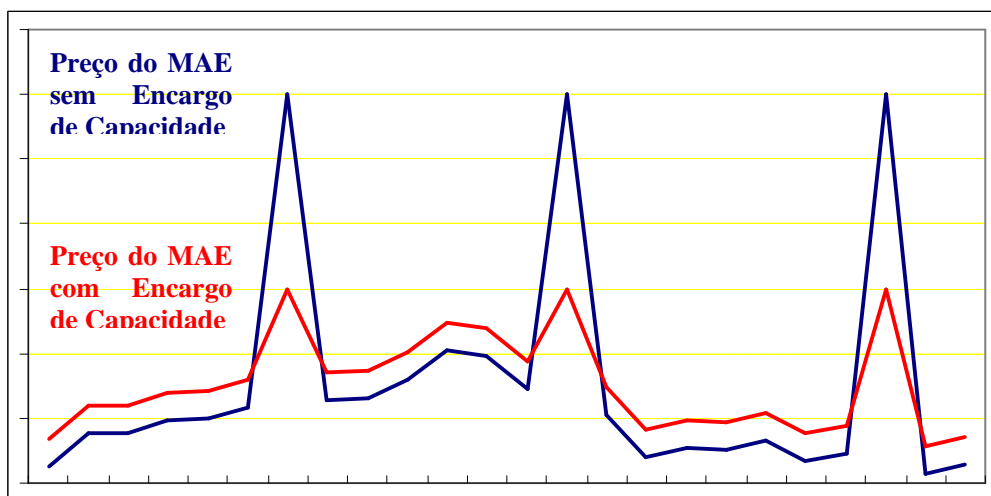
A forma como este encargo foi proposto pelo MAE, conforme apresentado em seguida, corresponde ao indicado no documento básico, porém traz algumas importantes variações que precisam ser melhor analisadas.

#### 4.2.3 Proposta do MAE

Em princípio, o encargo de capacidade poderia ser definido como um valor vinculado aos custos fixos e operacionais dos empreendimentos declarados e operados como reserva de potência do sistema, pago por todos os consumidores, beneficiários da confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia. Entretanto, este mecanismo iria estabelecer uma receita adicional aos geradores deste segmento sem a contrapartida da garantia de manutenção de preços razoáveis da energia nos momentos de restrição do sistema elétrico, que ficaria condicionada aos valores ofertados pelos detentores desta condição.

A forma de cálculo e de pagamento do encargo de capacidade, proposta no documento elaborado pelo MAE, foi estabelecida como um mecanismo que visa garantir um valor teto para o preço do MAE na ocorrência de restrições por falta de capacidade no sistema elétrico, quando este valor se elevaria, igualando-se ao custo estimado da interrupção. A diferença entre esta estimativa e o valor-teto estabelecido seria convertida em valores uniformes de pagamentos a ser incorporados no valor da energia nas faturas correspondentes aos horários de carga média e máxima, de forma que o total de pagamentos se equivaleria ao previsto, num período de tempo, se não houvesse a redução do preço do mercado nos momentos de interrupção.

A figura 4.1 ajuda a ilustrar esta proposição de estabelecimento, onde no eixo horizontal tem-se o tempo e no eixo vertical tem-se os preços para cada período de apuração. A linha azul representa os preços sem a consideração de um encargo de capacidade, e a linha vermelha os preços considerando-se o encargo de capacidade.



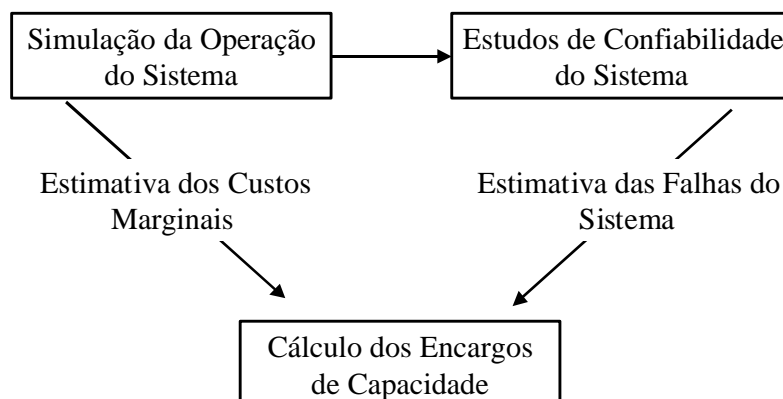
Os picos de preço ocorreriam nos períodos de expectativa de interrupções no sistema elétrico. Nestes casos o preço do MAE seria igual ao custo da interrupção, onde, com a aplicação do encargo de capacidade, o preço ficaria limitado a um valor menor definido através da aplicação de um redutor, chamado de Redução do Custo de Interrupção (REVLL). No gráfico este valor corresponde ao pico da curva vermelha. A diferença entre a curva vermelha e a curva azul nos períodos fora dos picos corresponde aos pagamentos referentes ao encargo de capacidade.

A estimativa das ocorrências de restrição no sistema elétrico, considerada para a valoração do encargo de capacidade seria determinada através de modelos de estudos de confiabilidade (vide diagrama a seguir), onde se estabeleceriam as probabilidades de falhas no sistema elétrico, bem como as expectativas de duração das mesmas. A existência de disponibilidade de capacidade de potência tem influência direta nos valores destes parâmetros.

O cálculo do encargo de capacidade seria feito anualmente e consistiria na avaliação do montante financeiro resultante de interrupções não considerando a redução do custo de interrupção com o REVLL. Esta estimativa é obtida essencialmente através de dois cálculos distintos, porém relacionados, um consiste na simulação da operação do sistema e outro na estimativa da probabilidade de falhas no sistema, como descrito na figura abaixo.

Decorrente dos dois cálculos mencionados serão obtidos os estimadores de custos marginais e de probabilidade de perda de carga (LOLP), e uma vez obtidos estes valores, o cálculo do montante a ser arrecado via encargo de capacidade é facilmente calculado.

Finalmente, o valor de encargo de capacidade a ser adicionado ao preço nos períodos de carga média e alta será calculado distribuindo-se o somatório da



multiplicação do custo marginal pela probabilidade de perda de carga para cada período de interrupção.

#### 4.2.4 Constatações e Resultados

Em resumo, os principais objetivos para a implantação do Encargo de Capacidade, conforme proposta de regras elaboradas pela MAE, são:

- incentivar a disponibilização de capacidade de geração não contratada para o mercado de curto prazo;
- sinalizar e incentivar a expansão de capacidade no parque gerador; e
- suavizar potenciais “surto” no preço do MAE nos períodos de restrições por falta de capacidade do sistema elétrico.

Conceitualmente, o propósito do estabelecimento de um encargo de capacidade, nos termos acima, seria adequado face às necessidades do sistema. Entretanto, da maneira proposta pelo MAE, estes objetivos não são cumpridos, sendo que em alguns casos podem se ter resultados adversos, possibilitando uma atuação perversa dos beneficiários (geradores existentes) na direção do não incremento da capacidade de potência, o que aumentaria o valor do encargo e, conseqüentemente, elevaria suas receitas.

O aumento da capacidade de potência, em pontos adequados do sistema, reduziria os riscos de falta de capacidade e, conseqüentemente, o valor do encargo. Isto reduziria receita dos geradores existentes, que detém esta condição.

Além disto, do ponto de vista metodológico, o encargo de capacidade, baseado em modelo de probabilidade de perda de carga e de estimativa do valor da carga interrompida, como o proposto pelo MAE, pode redundar em preços que estarão em desequilíbrio com o preço do mercado de energia (elevado ou baixo demais), ou seja: uma expectativa superestimada dos custos de perda de carga pode criar uma demanda por capacidade artificialmente inflada e resultar num alto preço de capacidade, que, por sua vez pode levar a uma sobrecapacidade de geração e a um preço reprimido da energia, causando uma relação produção e consumo ineficiente.

Assim, não há confiança no encargo de capacidade e na capacidade requerida obtidos a partir desses cálculos uma vez que o valor da carga interrompida, usado como dado de entrada, é fixado administrativamente e não tem base mercadológica. Ao contrário do que objetiva, a introdução do encargo de capacidade pode dar margem à prática de jogos pelos grandes agentes geradores, manipulando a disponibilidade de suas plantas, no sentido de aumentar o preço “spot” e extrair renda adicional, como aconteceu na Inglaterra.

Estas constatações foram corroboradas nas abordagens apresentadas por consultores, especialmente contratados pela ANEEL para o processo de discussão em pauta. Em seus pareceres sobre as regras do MAE em foco, eles deixam claro a complexidade dos propósitos conceituais e de estabelecimento do encargo de capacidade, inclusive com relação a sua adoção, conforme alguns pontos listados abaixo:

*“O encargo de capacidade foi introduzido pela primeira vez na reforma da Indústria de Suprimento de Eletricidade da Inglaterra e País de Gales, para sinalizar a necessidade de se construir nova capacidade e atrair investimentos em geração. A justificativa para esse encargo foi o temor de que o processo do leilão no spot levasse o preço ao nível dos custos variáveis, deixando de remunerar o investimento. A forma adotada que esse encargo tomou foi o VALOR ESPERADO DA CARGA PERDIDA, ou seja, o VALOR DA CARGA PERDIDA vezes a PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA, porém as abordagens na forma adotadas naqueles países levaram a possibilidade de jogos*

*(comportamento estratégico) dos grandes geradores” [J. Lizardo e H. Queiroz, Instituto de Economia da UFRJ, Análise das Regras do MAE].*

*“A forma de implantação deste mecanismo, ou mesmo a sua real necessidade, apresenta basicamente três possíveis abordagens para o encargo de capacidade: os preços de mercado já dariam os sinais econômicos necessários adequados, a adição no preço de spot do encargo de capacidade e a obrigação da contratação de um percentual adicional aos contratos de energia a título de reserva de capacidade” [S. Oren, Consultor Técnico, Review of MAE Rules for Brazilian Wholesale Electricity Market].*

*“É questionável se o encargo de capacidade proporciona incentivos corretos para a expansão do sistema por duas razões: a entrada de uma única firma pode ter um impacto significativo e em um parque gerador primordialmente hidrelétrico é possível aumentar a potência instalada sem aumentar a capacidade de geração de energia” [I. Sauer, C. P. de Paiva e R. L. Hochstetler, USP, Análise das Regras do Mercado Atacadista de Energia].*

*“Do ponto de vista conceitual entende-se, desde a época do Projeto RESEB, que um sistema com as características do brasileiro necessita de um forte sinal para a manutenção de condições de oferta adequadas nos horários de maior consumo, sendo que a argumentação da Coopers & Lybrand de que a diferenciação dos preços de energia, com valores distintos de meia em meia hora, seria suficiente como “motor” da expansão de capacidade de ponta e estímulo para a manutenção eficiente das unidades geradoras, sempre se afigurou não convincente. Desse ponto de vista, portanto, louve-se a decisão tomada no MAE de efetivar a implementação de um encargo de capacidade.*

*Resta aferir se a metodologia adotada, com mecanismos de suavização de variabilidade e redução nas exposições, levará ao alcance dos objetivos perseguidos com a criação do Encargo de Capacidade, salientando-se no entanto que a parametrização do encargo sempre poderá ser avaliada e, se os resultados não estiverem correspondendo, efetivar-se uma correção de rumo. O importante é a institucionalização do mecanismo, abrindo possibilidade de se realizar as revisões necessárias, que não seriam possíveis na situação de expansão da oferta de ponta insuficiente e a instituição do mecanismo não sacramentada.” [L. B. dos Reis, D. S. Ramos, C. M. V. Tahan, H. Arango e W. S. Lima, USP, Análise Crítica das Regras do Mercado Atacadista de Energia - MAE]*

Por outro lado, do ponto de vista de quem seria gravado com o pagamento, o encargo de capacidade representaria, em síntese um encargo adicional, incorporado no valor da energia, a quem seria caracterizado como uma antecipação por conta de uma expectativa de ocorrência futura de valor elevado da energia, frente a dificuldade de suprimento ou restrições do sistema. Esta caracterização, na feição de seguro, seria imputada ao consumidor sem a declaração de opção de interesse do mesmo, que poderia, em última análise se expor ao risco.

Vale lembrar que em detrimento do encargo de capacidade poder-se-ia estabelecer outros mecanismos de proteção contra a elevação do preço da energia, que vão desde uma menor exposição ao mercado de curto prazo, com a celebração de contratos bilaterais, ou pela decisão de se expor ao risco, contratando um seguro de cobertura de risco.

Pela proposta encaminhada pela MAE, o encargo de capacidade representaria a criação de um encargo adicional, vinculado ao valor da energia, atribuição esta não constante da constituição legal do Mercado Atacadista de Energia – MAE.

#### **4.3 Mecanismo de Realocação de Energia - MRE**

#### **4.3.1 Introdução**

A operação cooperativa do parque gerador brasileiro foi historicamente utilizada para garantir o uso eficiente de recursos energéticos no País, com base no Art.13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. Com a introdução da competição e o aumento do número de agentes de geração, optou-se pela manutenção da operação centralizada das centrais geradoras hidrelétricas visando a otimização do uso dos reservatórios. Assim, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, instituiu, no seu artigo 14, a introdução de um mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 dedica toda a Seção II à definição dos princípios gerais do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, fixando as seguintes características principais:

(a) só participarão deste mecanismo as centrais hidrelétricas despachadas centralizadamente;

(b) a critério do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, as centrais hidrelétricas de capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW serão despachadas centralizadamente, ou não;

(c) as regras de natureza contábil do MRE, relativas à redistribuição dos créditos e débitos de geração entre as centrais de sua abrangência, deverão levar em conta a existência de áreas de mercado;

(d) a cada central hidrelétrica despachada centralizadamente, corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada;

(e) considera-se energia assegurada do sistema aquela que pode ser obtida, a risco de déficit pré-estabelecido, conforme regras aprovadas pela ANEEL;

(f) considera-se energia assegurada de cada central hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema;

(g) a energia assegurada relativa a cada central participante do MRE, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos;

(h) as transferências de energia entre as centrais participantes do MRE, visando a realocação de energia, estarão sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das centrais hidrelétricas e pelo pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos;

(i) os riscos de indisponibilidade das centrais de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas centrais participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE contém, nos fundamentos de sua criação, o princípio de um instrumento de mitigação de risco hidrológico, funcionando por meio da diversificação destes riscos. A outra face deste mecanismo é a promoção de uma simetria entre os encargos assumidos pelos geradores, uma vez que a ordem de mérito é definida pelo despacho centralizado. Este caso fica bem claro quando tem-se em uma central com reservatório que apesar de ter capacidade de gerar energia não é despachada para que possa acumular água para uma geração futura.

#### **4.3.2 Proposta do Documento Básico**

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrentes particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina. A aplicação desse

mecanismo não produzirá efeitos econômicos ou contratuais sobre os membros do MAE não participantes do MRE.

Participarão do MRE todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente e as quotas-parte da energia gerada pela Itaipu Binacional e destinada ao sistema brasileiro. As usinas termelétricas, que forem consideradas nos contratos iniciais e que, adicionalmente, tenham seus custos de combustíveis cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, participarão do MRE, observado o percentual de redução previsto para os anos de 2003 a 2005, conforme o inciso II do Art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

A cada usina participante do MRE corresponderá um volume de energia assegurada, nos termos do Art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Se a produção total do MRE for inferior ao total de energia assegurada, a energia efetivamente gerada será realocada entre os participantes proporcionalmente às energias asseguradas destes. Os riscos de indisponibilidade das usinas, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

Quando a produção total das usinas participantes do MRE for superior ao correspondente total de energia assegurada, a diferença será definida como energia secundária do MRE. Essa energia será alocada a cada usina proporcionalmente à sua geração efetiva ou à sua energia assegurada ou à diferença entre esses dois valores. A solução adotada nas Regras do MAE deverá ser fundamentada por uma análise detalhada das vantagens e desvantagens dessas alternativas.

Caso o processo de realocação da energia secundária considere, de alguma forma, a geração efetivamente produzida, será necessária uma reconciliação periódica dos valores de energia apurados, de forma a compatibiliza-los à energia média gerada ao longo do período (e.g. semana, quinzena ou mês).

As realocações de energia entre as usinas participantes do MRE estarão sujeitas a aplicação de um encargo baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e manutenção das usinas e do pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, de *royalties* e de outros encargos ou tributos que incidam ou venham a incidir diretamente sobre a produção.

As realocações entre as usinas do MRE serão realizadas prioritariamente em seus próprios submercados. Havendo necessidade e possibilidade adicional de realocação, essa ocorrerá em outros submercados, o que poderá acarretar exposição dos agentes a diferencial de preços.

#### **4.3.3 Proposta do MAE**

A proposta constante das regras encaminhadas pelo MAE com respeito ao Mecanismo de Realocação de Energia baseia-se em um conjunto de princípios, descritos abaixo:

a) Níveis de Energia Assegurada: um nível de energia estabelecido em bases anuais, para cada gerador e aprovado pela ANEEL, sendo sujeito a revisão a cada 5 anos ou quando ocorrerem fatos relevantes. Este nível é sazonalizado em base mensal e modulado para cada período de apuração.

b) A Realocação de Energia Assegurada: o princípio do MRE é de que cada gerador receba seu nível de energia assegurada, desde que os geradores participantes do MRE, como um todo, gerem de maneira agregada seus níveis de energia assegurada. Se a geração total for menor que a energia assegurada total, os níveis de energia assegurada são reduzidos na proporção da geração total do MRE dividida pelo nível total

de energia assegurada. O valor resultante para cada central é denominado Energia Assegurada Ajustada. A realocação de energia para satisfazer os níveis de energia assegurada (ou assegurada ajustada) é realizada da seguinte forma:

- os geradores que produziram acima de seus níveis de energia assegurada têm seu excedente de energia retirado;
- este excedente é alocado àqueles geradores que produziram menos que seus níveis de energia assegurada;
- a alocação daqueles com excedente para aqueles com déficit é feita primeiro, tanto quanto possível, entre geradores dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de energia assegurada.

c) A Realocação de Energia Secundária: a energia denominada secundária irá existir quando os geradores pertencentes ao MRE produzirem em conjunto mais do que seu nível agregado de energia assegurada. O princípio da alocação de energia secundária é de que os geradores devem receber uma parte dos benefícios se eles produzem acima do seu nível de energia assegurada. Assim, tem-se o seguinte critério para alocação:

- 50% da energia secundária é alocada a todos os geradores, na proporção de suas energias asseguradas; e,
- 50% da energia secundária é alocada somente àqueles geradores que tiverem gerado acima de seus níveis de energia assegurada, alocada na proporção do excesso da produção de cada gerador em relação a sua energia assegurada.

A alocação da energia secundária será realizada mensalmente, assim que o volume real for conhecido. A energia secundária é alocada primeiro no submercado onde ela foi gerada e depois, proporcionalmente, nos outros submercados.

O documento básico, parte integrante do Acordo de Mercado, assinado por todos os agentes integrantes do MAE e homologado pela ANEEL, por meio da Resolução nº 18, de 28 de janeiro de 1999, definia que com respeito a energia secundária deveria considerar-se a alocação na central utilizando-se critérios proporcionais à geração efetiva ou à sua energia assegurada ou à diferença entre esses dois valores.

#### **4.3.4 Constatações e Resultados**

Apesar da obrigação legal associada ao MRE, um dos pontos críticos do mecanismo é admitir-se que diferentes agentes têm a mesma percepção de risco sobre a atividade de geração hidrelétrica. Ao nivelar todos os geradores em uma exposição média às oscilações do mercado o mecanismo faz com que as transações realizem-se em patamares diferentes do seu ótimo empresarial. Desta forma, é importante que sejam introduzidos – mesmo que a médio prazo – instrumentos que permitam uma gestão mais flexível dos riscos, pois o mercado poderá corrigir perdas associadas a problemas de coordenação.

Considerando o regime de liquidação como *ex-ante* com a liquidação das diferenças *ex-post*, deve-se introduzir as alterações necessárias no MRE, de modo que o mesmo possa absorver esta nova lógica de formação de preço, uma vez que os dados para cálculo do MRE, na forma das regras propostas, são obtidos *ex-post*. Outro ponto importante é que a regra de repartição de energia secundária como proposto pelo MAE exigirá a reconciliação de valores após um período, de no mínimo, um ano. Também as regras, da maneira que estão colocadas permitem a cobertura de riscos não-hidrológicos o que contraria o disposto no Decreto nº 2.655.

A alocação de 50% da energia secundária apenas para as centrais que geraram acima do seu nível de assegurada tem como justificativa promover incentivos para novos investimentos em motorização e para o aumento da disponibilidade. É importante salientar que os recursos adicionais provenientes desta repartição não garantem, de maneira inequívoca, novos investimentos. Uma vez que estes recursos recebidos por geradores já existentes podem apenas reverter em dividendos para os acionistas.

Apesar de considerar-se necessária a existência de mecanismos com sinais econômicos para promover novos investimentos e o aumento da disponibilidade, o MRE não parece ser o dispositivo de mercado mais eficiente para tal função, uma vez que, o mesmo foi concebido com o objetivo de compartilhar riscos associados a questão hidrológica. Dentro do conceito de compartilhamento é importante ressaltar que, considerando a discricionariedade do despacho centralizado a geração adicional deveria ser compartilhada por todas as centrais que participam do MRE pois, foi a operação otimizada que permitiu, em um determinado momento, existir geração adicional aos níveis agregados de energia assegurada.

Portanto, o sinal correto deve ser a divisão da energia secundária na razão das energias asseguradas que garante as seguintes vantagens:

- simplificação do algoritmo de cálculo do MRE, reduzindo a necessidade de reconciliação e alocação em várias etapas;
- simetria de tratamento entre gerados garantindo a contrapartida do ônus da discricionariedade do despacho centralizado;
- reflete o princípio cooperativo de mitigação de risco hidrológico.

#### **4.4 Alocação do Excedente Financeiro**

##### **4.4.1 Introdução**

O excedente financeiro, também chamado de “surplus”, é o resultado da diferença entre o total de pagamentos e recebimentos ocorridos nos submercados. Os preços diferenciados entre os submercados se devem às restrições de transmissão existentes entre eles, o que faz com que a comercialização de energia de um submercado para outro seja valorizada a preços distintos. O submercado importador paga, em relação ao exportador, um preço mais alto pela energia que é transferida no intercâmbio, surgindo daí um excedente de renda causado pela diferença de preços.

Caso não houvesse restrição na transmissão de energia entre os submercados, estes teriam seus preços igualados pelo fato de poderem otimizar o uso da geração pela fonte mais barata de cada área. Entretanto, as restrições de transmissão existentes fazem com que os geradores da área exportadora percam oportunidade de exportar o que seria ideal e em contrapartida os consumidores da região importadora ficam sujeitos a preços mais altos de energia.

As restrições de transmissão afetam os diversos agentes de formas distintas, em função disto a alocação do excedente financeiro deve ser feita de forma a minimizar para a sociedade os impactos negativos destas limitações. A alocação mais lógica seria a destinação desses recursos para a redução das restrições de transmissão entre os submercados, o que vem a ser a principal causa da existência do “surplus”. Entretanto, alguns agentes estarão diretamente afetados pelas diferenças de preços entre submercados em função de contratos assumidos involuntariamente antes da instituição do Mercado Atacadista de Energia.

#### **4.4.2 Proposta do Documento Básico**

Os Contratos Iniciais e os contratos de compra das quotas-parte de Itaipu serão considerados, para efeito de contabilização, compromissos da parte vendedora no submercado em que a parte compradora estiver localizada. Os demais contratos bilaterais deverão especificar o submercado no qual ocorrerá sua liquidação e o procedimento a ser adotado no caso de mudanças na configuração dos submercados;

Os Contratos Iniciais, os contratos de Itaipu, os contratos de compra de energia importada, assinados até 12 de agosto de 1998, e os direitos de autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915, 6 de setembro de 1993 ou em concessões outorgadas, até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ou prorrogadas com base no Art. 20 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, terão prioridade na utilização das interligações entre submercados, quando a geração e a carga se localizarem em diferentes submercados. Nesses casos, será possível a transferência contábil da energia correspondente para os submercados onde estiverem localizadas as cargas;

Considerado o disposto na alínea precedente, até o final 2005, os excedentes comerciais originados pelas restrições de fluxos entre os submercados serão distribuídos prioritariamente entre todas as usinas que tenham tido energia realocada pelo MRE em submercados onde o preço do MAE for inferior ao dos submercados onde se localizam essas usinas, visando reduzir ou eliminar a exposição desses agentes às diferenças de preços entre submercados;

As Regras do MAE deverão prever uma solução geral e definitiva para a alocação dos excedentes comerciais decorrentes das restrições de fluxos entre submercados. A solução adotada nas Regras do MAE deverá ser fundamentada por uma análise detalhada das vantagens e desvantagens das diversas alternativas que forem aventadas. Entre as alternativas analisadas, deverá estar incluída a constituição e operacionalização de um fundo para financiamento da expansão da transmissão.

#### **4.4.3 Proposta do MAE**

As regras apresentadas pelo MAE propõem a aplicação do excedente financeiro prioritariamente para a redução dos riscos de algumas transações, decorrentes de contratos entre os submercados e exposições devido ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, e secundariamente para redução dos encargos de transmissão de todo sistema.

As regras estabelecem as formas de exposição financeira ao risco que teriam direito a serem aliviadas pelo excedente financeiro, conforme listado a seguir:

- Contratos Iniciais;
- Investimentos Específicos
- Energia de Itaipu;
- Energia importada;
- Autoprodução; e
- Alocações do MRE.

Destes agentes, aqueles que se beneficiarem com as restrições de transmissão, ou seja, que tiverem uma exposição positiva relativamente ao preço, deverão ter esses benefícios somados ao “surplus” para o alívio das exposições negativas das transações acima relacionadas. Na ocorrência de sobra de recursos, esta será depositada em um fundo, utilizado para aliviar futuras exposições. As regras prevêm o acúmulo do

excedente financeiro por nove meses, sendo que a partir do décimo mês de operação do MAE, um nono (1/9) desse fundo será destinado à redução dos encargos de transmissão.

#### **4.4.4 Constatções e Recomendações**

A lista dos agentes que se beneficiariam pelo recebimento do alívio de suas exposições negativas de preço é mais extensa que aquela indicada no Documento Básico de Estabelecimento das Regras do MAE. No referido documento se previa a extensão desse direito aos Contratos Iniciais, contratos de Itaipu, a compra de energia importada (assinada até 12 de agosto de 1998), autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto 915, ou em concessões outorgadas, até 12 de agosto de 1998 ou prorrogadas com base no Art. 20 da Lei 9074 de 1995. A alocação proposta nas regras para autoprodutores, importadores e “investimentos específicos” não traz esclarecimentos a respeito dos agentes que se enquadrariam nestas classes, quais as datas de contrato que teriam direito a este alívio e alterações de direitos no momento de renovação dos contratos.

Em relação aos Contratos Iniciais deve ser prevista uma redução da parcela de energia sujeita ao recebimento do alívio pelo excedente financeiro, dado que estes contratos têm uma previsão de redução gradativa dos montantes até o ano de 2006.

Quanto a taxa de atualização do fundo (FUNRATE) não foram explicitados os procedimentos técnicos e econômico-financeiros para a sua determinação. Parâmetros como este devem ser determinados de forma transparente de modo a garantir a credibilidade do mercado.

A necessidade de se acumular o fundo remanescente do excedente financeiro durante nove meses, antes de se iniciar a redução dos encargos de transmissão, não possui uma explicação metodológica clara nas regras. Assim como o porquê da adoção de somente uma parcela de 1/9 desse fundo para a redução desses encargos. Poderia se pensar na aplicação total do fundo remanescente de cada mês para este fim, dado que o excedente surge em função da limitação dos troncos de interligação entre os submercados.

As regras não trazem a maneira pela qual será feita a redução dos encargos de transmissão e nem o procedimento de envio deste montante ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, responsável pela cobrança destes encargos.

Nas regras propostas, se após o ajuste do fundo para cada gerador ainda existir alguma exposição negativa será feito um rateio das exposições residuais. Este novo rateio é feito com base na parcela de energia assegurada do gerador em relação ao sistema, uma grandeza nova e independente introduzida no processo. Ainda não está claro se a formulação apresentada para este rateio não possa causar distorções no procedimento.

Entende-se que até o ano de 2005 os recursos provenientes do excedente financeiro devam ser utilizados prioritariamente para a redução das exposições dos agentes listados no Documento Básico das Regras. Após este período preserva-se somente a redução de exposição do MRE e Energia de Itaipu. No longo prazo, ainda deverá ser estudado um mecanismo de alocação dos direitos de transmissão, para os agentes interessados, mediante competição. Os recursos provenientes da venda desses direitos de transmissão deverão ser utilizados na redução dos encargos de uso da rede de transmissão.

Seria recomendável que houvesse um relatório, a parte das regras, trazendo simulações com dados reais para se ter uma idéia do montante envolvido. Este relatório poderia conter também a caracterização das linhas de transmissão e transformadores

que poderão provocar o excedente financeiro entre os submercados, dado que na obtenção do limite de intercâmbio entre os submercados deverão ser analisados não somente os problemas de fluxo de potência, mas também de estabilidade transitória. Deverá ser definida também a maneira pela qual será feita a evolução na definição e número de submercados no sistema, sendo que o aumento de unidades geradoras e reforço na rede de transmissão terão influência na determinação dos submercados.

## **4.5 ENCARGO DE SERVIÇO DE SISTEMAS**

### **4.5.1 Introdução**

O Encargo de Serviços de Sistema - ESS visa recuperar os custos envolvidos na manutenção da segurança e da estabilidade do sistema. Estes custos correspondem aos serviços dos quais todos os usuários do sistema se beneficiam, e não somente a demanda não contratada. Dessa forma, o ESS é determinado para cada submercado e pago por toda a demanda, tanto contratada como não contratada, como um encargo adicional em R\$/MWh.

### **4.5.2 Proposta do Documento Básico**

No que se refere ao encargo de serviços do sistema o documento básico apresenta a seguintes posições:

- “O despacho em tempo real considerará todas as restrições de transmissão, bem como as redeclarações de disponibilidade e outros eventos ocorridos após a definição do preço. Os custos decorrentes dessas restrições serão cobertos pelo Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Na hipótese de persistirem restrições relevantes de transmissão internas aos submercados e de serem identificados claramente agentes do MAE como responsáveis por essas restrições, estes serão responsabilizados pelos custos decorrentes, reduzindo-se o ESS;

- Toda energia contabilizada no MAE, contratada ou não, estará sujeita ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS), que deverá recuperar os seguintes custos, avaliados pela comparação dos custos reais de geração com aqueles previstos quando da determinação do preço *ex-ante*:

1. custos das restrições de transmissão internas aos submercados;
2. efeitos nos custos do sistema devidos a mudanças na disponibilidade de geração e na demanda do sistema, entre o momento da determinação do preço *ex-ante* e o momento do despacho real;
3. a diferença entre as perdas estimadas através de fatores de perdas de transmissão, em cada submercado, e as correspondentes perdas reais;
4. custos de desvios no despacho do sistema, de responsabilidade do ONS;
5. custos de pequenos desvios de geração em relação ao despacho determinado pelo ONS.
6. custo de pagamentos referentes a Contratos de Serviços Ancilares firmados pelo ONS.

- Eventos que aumentem os custos de geração ou necessidades de Serviços Ancilares, provocadas por agentes claramente identificados, terão os decorrentes custos cobrados dos agentes responsáveis, os quais poderão cumulativamente sofrer penalidades.”

### 4.5.3 Proposta do MAE

Toda energia contabilizada no MAE, contratada ou não, estará sujeita ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS), que deverá recuperar os seguintes custos, avaliados pela comparação dos custos reais de geração com aqueles previstos quando da determinação do preço *ex-post*.

Os principais componentes dos Encargos de Serviços de Sistema identificados são apresentados abaixo:

- Custos das Restrições de Transmissão dentro dos Submercados. Estes custos são determinados através da comparação da programação sem restrição *ex-post* com o despacho realizado;
- Serviços ancilares abrangem potência reativa, reserva de potência em todos os horizontes de tempo, e capacidade de restabelecimento do sistema;
- Penalidades aplicadas a geradores e comercializadores são deduzidas do encargo de serviços do sistema. Estas incluem:
  - penalidades aplicadas a geradores pelo não cumprimento das instruções de despacho do ONS;
  - penalidades aplicadas a geradores pelo não seguimento correto dos procedimentos de medição;
  - penalidades aplicadas a comercializadores pelo não seguimento correto dos procedimentos de medição;
- Pagamentos de encargo de capacidade à disponibilidade não contratada e não despachada;
- Pagamentos a ofertantes de redução de demanda. Quaisquer penalidades que tenham sido aplicadas aos ofertantes de redução de demanda serão deduzidas do encargo de serviços de sistema;
- Encargo de serviços de testes de disponibilidade em que os geradores foram aprovados e que não foram solicitados por eles.

### 4.5.3 Constatações e Resultados

A proposta do MAE de calcular o ESS pela comparação dos custos do despacho real com aqueles previstos na programação *ex-post* se mostra adequada, mesmo se considerando a recomendação de dupla contabilização, uma *ex-ante* e outra *ex-post*.

É importante salientar que a implantação do Encargo de Serviço de Sistema não deverá representar custos adicionais para os consumidores, uma vez que grande parte das suas componentes já se encontram hoje cobertas pelos Contratos Iniciais ou pela CCC dos sistemas interligados.

## 4.6 Contabilização e Liquidação e Aspectos Gerais das Regras

### 4.6.1 Introdução

Os tópicos abordados neste item estão associados de forma direta ou indireta à etapa final do processo de compra e venda de energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia. Nesta etapa – Contabilização e Liquidação – determinam-se, para cada período

de apuração, os seguintes valores, que vão compor os pagamentos devidos pelos agentes da categoria consumo e os recebimentos a que tem direito os agentes da categoria produção:

- montante de energia (MWh) consumida ou gerada pelos agentes participantes do MAE;
- montante (MWh) a ser liquidado no MAE, deduzindo-se os montantes contratados (contratos bilaterais, Contratos Iniciais, energia de Itaipu);
- valor da energia a ser liquidada no MAE (montante x preço);
- valor dos encargos de capacidade e de serviços do sistema;
- valor das energias realocadas, de acordo com o MRE;
- valores a serem compensados (exposições negativas) pelo Excedente Financeiro;
- valor das penalidades (quando aplicável).

Os valores contabilizados para cada período de apuração serão acumulados, por agente, e liquidados periodicamente – mensal ou quinzenalmente. Os procedimentos financeiros de liquidação não fazem parte das regras do MAE.

São abordados também neste item os pontos relevantes, discutidos no painel “Visão Geral das Regras do MAE” do III Workshop sobre as Regras do Mercado Atacadista de Energia, que não se enquadram nos itens IV.1 a IV.5.

Apresenta-se no item IV.6.2 - Propostas do MAE, uma visão resumida das regras sobre Provisão de Dados (cap. 2); Medição (cap. 4); Registro de Contratos (item 2.10 das regras); Modulação (cap. 12); Penalidades (cap. 5) e Contabilização e Liquidação (cap. 9), na forma como foram encaminhadas à ANEEL para homologação.

No item IV.6.3 - Constatações e Recomendações, para cada um dos temas citados, é apresentada a avaliação das regras propostas, do ponto de vista dos técnicos da ANEEL e subsidiada pelos pareceres dos consultores contratados. Os requisitos considerados nesta avaliação foram: isonomia entre os agentes, transparência, eficiência econômica e alocativa, incentivo à competição, não imposição de barreiras a novos entrantes. Para as regras que não atendem os requisitos acima procura-se indicar: pontos que necessitam ser esclarecidos ou melhor detalhados ou proposta(s) alternativa(s).

Inicialmente, são comentados aspectos como: clareza e facilidade de uso das regras, hierarquia das regras, bem como eventuais lacunas nas regras ou aspectos cuja definição é remetida para outros documentos de competência exclusiva do MAE, como os Procedimentos de Mercado.

Na seqüência, são apresentadas as constatações e recomendações sobre os temas Provisão de Dados e Medição. O primeiro aborda parâmetros, dados e informações que serão fornecidos pelo COEX, ANEEL, ONS e Agentes e que serão utilizados para a determinação do preço do MAE, penalidades, encargos, etc. O segundo trata dos procedimentos para referir as medições nos diversos pontos de consumo e geração aos centros de gravidade dos submercados; da obtenção dos valores líquidos (quando associado a um ponto de medição existe demanda ou geração embutida) e da agregação destas medições por usina e por agente (gerador, distribuidor/comercializador).

Comentam-se, na seqüência, as regras referentes a Registro de Contratos e Modulação, que definem os procedimentos para registro dos contratos bilaterais (tanto os livremente negociados, como os compulsórios: Contratos Iniciais e Contratos de Itaipu) e para o desdobramento (modulação) dos montantes contratados (valores mensais de energia), de forma a gerar valores contratados para cada período de apuração. Estes últimos servirão para cálculo das diferenças a serem liquidadas no MAE e para cálculo das realocações para as usinas participantes do MRE.

Vem, em seguida, o tema Penalidades, onde os procedimentos, tolerâncias e fórmulas para cálculo de penalidades são apresentados, envolvendo duas situações: não atendimento da instrução de despacho definido pelo ONS e não comprovação da disponibilidade declarada para efeito de recebimento do encargo de capacidade por um gerador. E, finalmente, o tema Contabilização e Liquidação que detalha as diversas parcelas da fatura a ser paga pelo distribuidor, comercializador ou consumidor livre, bem como as diversas parcelas da receita dos geradores, que em determinados períodos de apuração poderá ser negativa, por exemplo se o gerador possui apenas uma usina e esta estiver em manutenção e consumindo energia da rede.

## **4. 6.2 Proposta do MAE**

### **4.6.2.1 Provisão de Dados**

Neste capítulo das regras são apresentados e descritos os parâmetros a serem fornecidos pelo COEX, ANEEL e ONS, bem como os dados a serem fornecidos pelos agentes. Estes parâmetros e dados vão permitir o cálculo do preço e dos diversos encargos do MAE.

O Apêndice B relaciona os parâmetros definidos pelo COEX. Não é apresentada nenhuma idéia de valor para estes parâmetros, nem faixa de variação, nem critérios para definição dos mesmos. Alguns destes parâmetros vão influenciar o preço do MAE, como o PRICE\_TYPE (que faz um “chaveamento” entre o preço sombra e o preço MAE) e REVLL ( que vai definir o encargo de capacidade). Outros influenciam as penalidades, como é o caso de MAXTEST, OGP e UGP.

Os parâmetros definidos pela ANEEL e ONS, estão descritos respectivamente nos Apêndices C e E. No caso do ONS só aparecem cinco parâmetros e fica a dúvida se a tabela está completa, pois o relacionamento entre MAE e ONS sabe-se que é muito intenso neste processo de definição de preços. Os dados operacionais a serem fornecidos pelo ONS não aparecem nas regras apresentadas. Faz-se referência (item 2.8) que estes dados, bem como frequência e forma de encaminhamento serão definidos em um Procedimento de Mercado.

Em relação a dados a serem informados pelos agentes, as regras apresentadas fornecem as seguintes indicações:

- quanto aos custos das usinas térmicas, a serem considerados na formação do preço, um Procedimento de Mercado irá definir a frequência com que estes dados deverão ser submetidos;
- quanto à disponibilidade ofertada e re-ofertada não estão claros, nas regras propostas, os procedimentos para que o agente faça estas declarações. No item 2.3.5 consta que “cada gerador deverá apresentar uma declaração de disponibilidade ofertada, para cada unidade de cada uma de suas usinas de acordo com o Procedimento de Mercado correspondente”. No item 2.3.6 consta que “a qualquer momento um gerador pode fornecer ao ONS, de acordo com o Procedimento de Rede correspondente, uma redeclaração de disponibilidade”;
- no caso de usinas hidráulicas, “a disponibilidade técnica se refere à capacidade elétrica da usina, independente do nível do reservatório;
- as declarações de inflexibilidade, segundo proposto, “devem estar baseadas somente em restrições operacionais e não em circunstâncias comerciais”;
- os ofertantes de redução de demanda deverão informar suas propostas de montante de redução e preço, da mesma forma que uma unidade geradora térmica com

as exceções indicadas em 2.4.1, ou seja, como as definições para os geradores térmicos será dada em um Procedimento de Mercado, o mesmo se aplica aos ofertantes de redução de demanda. Estes deverão ainda fornecer uma “programação de carga, sem redução de carga, para o dia do despacho, para cada um dos pontos onde se propõe a reduzir demanda”. Estes ofertantes são considerados como capazes “de fazer a redução de demanda ofertada em um único Período de Apuração;

- as responsabilidades do MAE no estabelecimento das programações sem restrição, tanto ex-ante como ex-post, sendo que o Apêndice D e um Procedimento de Mercado específico definem o “processo completo para a operação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM”. Será de responsabilidade do ONS preparar as previsões de demanda a serem utilizadas pelos modelos;

- os fatores de perdas dos Contratos Iniciais são diferentes daqueles calculados pelo MAE. O processo detalhado de cálculo será estabelecido no Procedimento de Mercado correspondente (item 2.9);

- os itens 2.11 a 2.15 das regras definem a forma de registro de quantidade de exposição para alocação prioritária do Excedente Financeiro;

- com relação a custo dos serviços ancilares consta que “o ONS irá fornecer à ao MAE, a cada mês, os dados relativos aos pagamentos que serão feitos aos geradores a título de prestação de serviços ancilares. Estes valores serão pagos aos geradores correspondentes através do MAE, e recuperados através do encargo de serviços de sistema” (item 2.16).

#### **4.6.2.2 Medição**

Neste capítulo das regras são estabelecidos os arranjos requeridos para ajustar os dados de medição produzidos de acordo com os Procedimentos de Mercado relevantes de forma a colocá-los no formato necessário para as regras do MAE.

São apresentados os procedimentos para referir as medições, feitas nos diversos pontos de consumo e geração, aos centros de gravidade dos submercados; para obtenção dos valores líquidos (quando associado a um ponto de medição existe demanda ou geração embutida) e para agregação destas medições por usina e por agente (gerador, distribuidor/comercializador).

O item 4.1.3 apresenta definições de Ponto de Medição de Referência e Ponto de Medição Associado. Esta última definição não está suficientemente clara e além disso não estão claras também as responsabilidades para informar os Pontos de Medição Associados.

#### **4.6.2.3 Registro de Contratos e Modulação**

O tema registro de contratos está tratado no capítulo 2, de forma bastante resumida (apenas o item 2.10) e o tema modulação é tratado no capítulo 12. Com relação a registro de contratos têm-se as seguintes definições principais:

- as partes contratantes, vendedor e comprador, devem ser membros do MAE, para que um contrato possa ser registrado;

- o prazo para registro está estabelecido como sendo “um número de horas, definido no Procedimento de Mercado correspondente, depois da publicação pelo MAE dos preços ex-post do período de apuração” (item 2.10.2);

- os Contratos Iniciais entre geradores ou entre gerador e distribuidor, terão um “provedor dos Dados Contratuais” (que não está claramente definido) que “deve fornecer

no centro de gravidade do submercado correspondente, o Contrato Inicial modulado ex-ante, para cada período de apuração”;

- caso o provedor de dados contratuais não forneça a modulação, esta será feita pelo MAE, que fará a sazonalização da energia anual, estabelecendo valores mensais, “de acordo com um procedimento acordado entre os agentes com Contratos Iniciais” e a partir dos valores mensais a modulação por período de apuração será feita de acordo com as regras do capítulo 12 – Modulação.

Embora Itaipu não seja um membro do MAE, sua energia é comercializada no mercado. O tratamento da energia de Itaipu, nas regras do MAE será feito da seguinte forma:

- cada cota parte de Itaipu deve ser considerado como um gerador “g”, que possui uma usina “p”, com uma unidade geradora “i”, no submercado Sudeste;

- cada contrato de Itaipu deve ser considerado como uma relação comercial “e”, entre a o gerador virtual “g” e o distribuidor/comercializador “r” correspondente;

Os critérios para a modulação a ser feita pelo MAE, estão apresentados nas regras descritivas (cap. 12), como segue:

- modulação dos Contratos Iniciais de acordo com a carga própria residual do distribuidor/comercializador, considerando limites de demanda contratada, carga própria residual na ponta e o Anexo V dos Contratos Iniciais;

- agregação dos Contratos Iniciais modulados na forma acima, por gerador, para cada período de apuração;

- para cada gerador, modulação das energias asseguradas de suas usinas participantes do MRE, em ordem decrescente de fator de carga assegurada, considerando os limites de potência assegurada;

- ajuste da curva de energia assegurada comprometida com Contratos Iniciais, de cada usina do MRE, à curva de geração total do MRE.

Neste processo de modulação será determinada para cada gerador, que tem Contratos Iniciais, a parcela de energia assegurada livre, ou seja, a parcela que não é vendida através de Contratos Iniciais. Será determinado um Fator de Energia Assegurada Livre para cada gerador, para cada mês de apuração (item 12.4.1) e para cada usina deste gerador, que seja participante do MRE, será determinada, para cada período de apuração, a energia assegurada livre.

As energias de Contratos Iniciais que não são cobertas por energia assegurada no MRE não são incluídas neste processo e deverão ser moduladas via processo acordado entre as partes envolvidas (item 12.5).

#### **4.6.2.4 Penalidades**

Neste capítulo das regras são apresentados os parâmetros e os fórmulas para cálculo do valor das penalidades. Duas penalidades são consideradas, a saber: não cumprimento do despacho definido pelo ONS e não comprovação da disponibilidade declarada.

No primeiro caso a instrução de despacho do ONS, mais ou menos uma banda de erro, é comparado com o despacho verificado. A banda de erro é calculada para cada período de apuração, com base em parâmetros definidos pelo ONS (item 5.2 e Apêndice E) e será mais ampla se a unidade geradora estiver variando a geração no período de apuração considerado. Se o despacho verificado estiver fora da banda de erro determinada, tanto acima (sobregeração), quanto abaixo (subgeração), uma penalidade será aplicada.

As unidades geradoras com Controle Automático de Geração – CAG não estão sujeitas a esta penalidade. O valor da penalidade, para as demais unidades geradoras, é determinado no item 5.7 e é composto de duas parcelas, uma que repõe o custo adicional de geração em função do despacho não ter sido obedecido e, a outra que efetivamente é a penalidade, calculada aplicando-se um multiplicador, definido pelo COEX.

Para o cálculo das penalidades é determinado, para cada ponto de medição de geração e cada período de apuração, um preço instruído da geração que será comparado com o preço do MAE para o referido período de apuração. O conceito por trás deste preço instruído não está claro.

As cotas de Itaipu não estão sujeitas à segunda parcela em nenhuma situação, seja o preço instruído menor ou maior que o preço do MAE. Nos casos de subgeração, em que o preço instruído da usina que violou o despacho do ONS é maior do que o preço do MAE, não se aplica a segunda parcela aos geradores em geral e, no caso de cota de Itaipu mesmo a primeira parcela não é aplicada.

A penalidade por não comprovação da disponibilidade é calculada em função de testes de disponibilidade, cujos procedimentos estão descritos nos itens 5.11 a 5.14. O teste pode ser solicitado pelo próprio agente ou pelo ONS. “Se o gerador solicitar um teste, ele será responsável pelos custos do teste, independente de ser aprovado ou não no teste” (item 5.15) Se o ONS solicitar o teste e o gerador for reprovado, este arca com os custos; se o gerador passar no teste os custos serão recuperados através dos encargos de serviço de sistema.

Se a unidade geradora falhar no teste ela tem uma “penalidade” não financeira, um período definido pelo parâmetro TADA, estabelecido nos Procedimentos de Rede, em que o gerador não pode declarar disponibilidade e não recebe encargo de capacidade. Uma penalidade financeira retroativa somente será aplicada a uma unidade geradora “quando esta falhar ao ser testada pela segunda vez, após ter falhado no primeiro teste”.

Após decorrido o tempo TADA, inicia-se a contagem do tempo MAXTEST (“parâmetro sugerido pelo ONS e aprovado pelo COEX). Dentro deste segundo período o ONS deve (ou pode) solicitar o segundo teste. Se a unidade falhar novamente o gerador terá que devolver o pagamento por capacidade que recebeu por sua disponibilidade não despachada em todos os períodos a partir do seu retorno da primeira falha, bem como os custos incorridos por restrição de transmissão (durante o teste?). Seus pagamentos futuros por disponibilidade serão reduzidos ao nível de disponibilidade final que ele obteve no segundo teste.

Estão previstas, adicionalmente, penalidades que serão definidas em Procedimentos de Mercado para as seguintes situações: erros de medição e não cumprimento da redução de demanda pelos ofertantes desta modalidade. Não existem nas regras apresentadas maiores informações sobre os critérios de cálculo destas penalidades.

#### **4.6.2.5 Contabilização e Liquidação**

Neste capítulo das regras são calculados o total dos pagamentos a serem feitos aos Geradores e o total dos pagamentos a serem recebidos dos Distribuidores/Comercializadores.

A totalização dos pagamentos ao gerador acontece em dois estágios:

- primeiro, para cada gerador, em cada submercado, os pagamentos determinados em 9.1 a 9.7 são agregados. Os pagamentos totais ao gerador compreendem pagamentos do MAE por geração, pagamentos por restrição de operação de usinas no MRE e fora do MRE, pagamentos por capacidade, e ressarcimento por testes de

disponibilidade em que foi aprovado. São deduzidos os pagamentos de penalidades, a correção à adição ao preço de pico, e o consumo líquido de suas usinas. Esta totalização é mostrada no item 9.8.1.

- no segundo estágio (item 9.8.2), este pagamento é agregado para todos os Submercados e para todos os períodos de apuração de um dia, acrescido do ajuste diário de MRE e Excedente Financeiro, do ajuste mensal de disputas determinado no capítulo 2, e do pagamento mensal por serviços ancilares, e então deduzido das penalidades de medição, devendo estes três últimos componentes ser convertidos em valores diários.

Os pagamentos a serem efetuados por um distribuidor/comercializador em um dia de apuração incluem os pagamentos gerais ao MAE por energia, seus pagamentos de encargos de serviços do sistema, e a média diária dos pagamentos de disputa que ele deva pagar ou receber e das penalidades de medição que ele tenha a pagar, sendo descontados os pagamentos referentes ao adicional do preço de pico deduzidos dos geradores de seu submercado, de forma proporcional ao seu consumo líquido naquele submercado. Isto é calculado para cada submercado e então agregado para todos os submercados.

Um fator de ajuste financeiro ( $FAF_d$ ) é necessário para assegurar que o total de pagamentos feitos ao MAE é igual ao total de pagamentos feitos pelo MAE, corrigindo eventuais distorções de arredondamento ou de medição, sendo que em circunstâncias normais seu valor deverá ser muito próximo de 1. A fórmula de cálculo deste fator é mostrada no item 9.12.3. Os pagamentos totais ajustados dos comercializadores são então calculados através da multiplicação de seus valores totais a pagar pelo fator de ajuste financeiro  $FAF_d$ .

#### **4. 6.3 Constatações e Recomendações**

##### **4.6.3.1 Estrutura Geral**

1. Dificuldade de leitura e de entendimento das regras descritivas. As regras algébricas utilizam variáveis com acrônimos de difícil assimilação ou interpretação. Propõe-se que:

a) as regras algébricas sejam precedidas de uma introdução, onde se descrevam os objetivos gerais das regras; as interfaces entre os diversos capítulos das regras, a hierarquia das regras em caso de disputas (por ex.: leis, regulamentos, Acordo de Mercado, regras do MAE, Procedimentos de Mercado) e mecanismos para alteração futura das mesmas.

b) além daquela introdução, é necessário a inclusão de um sumário executivo, com a definição conceitual das regras. Este sumário deve estar numa linguagem acessível a todos os agentes (atuais e futuros), de forma a não representar uma barreira de entrada ou assimetria de informação e deve possibilitar o entendimento do conceito das regras, sem necessidade de recorrer às regras algébricas. A representação matemática das regras é essencial para a sua perfeita interpretação, no entanto, há necessidade de que seja efetuada uma descrição clara dos conceitos contidos nas representações matemáticas, para possibilitar que todos os Agentes, especialmente aqueles que não participaram da elaboração das regras, tenham condições de entender perfeitamente os conceitos nelas “embutidos”.

c) adicionalmente, seria desejável um segundo documento, onde estivessem descritas as interações básicas entre MAE e ONS: requisitos de medição; responsabilidades pela instalação dos medidores; etapas de implantação da medição e dos modelos; fluxo de informações e sistema de aquisição de medições; validação e compatibilidade de modelos utilizados pelo ONS (despacho centralizado) e MAE (formação do preço). Sobre estes pontos deveria existir um termo de compromisso entre

MAE e ONS, que garantisse a concordância entre ambos. Este mesmo documento deveria, ainda, comentar as interações entre o MAE e o CCPE (planejamento indicativo e determinativo).

2. Existem, em vários pontos das regras, referências a Procedimentos de Mercado que complementam ou detalham as regras. Deveria ser incluído um capítulo com regras sobre Procedimentos de Mercado (PM). Neste capítulo deveriam constar a relação dos PM existentes/em elaboração e o objetivo de cada um; as regras para elaboração e aprovação de novos PM, no âmbito do MAE, e as situações e ou temas em que o MAE/COEX tem liberdade para definir PM's, bem como aquelas em o tema tem que ser incluído nas regras, com homologação pela ANEEL.

3. Deveria ser incluído um capítulo sobre submercados, contendo: justificativa para o número de submercados proposto; linhas de interligação entre os submercados (onde o excedente financeiro estará sendo apurado) e respectivas capacidades; critérios para futuras alterações do número de submercados e procedimentos para aprovação; providências a serem tomadas pelos agentes quando isto ocorrer.

4. Necessidade da apresentação de simulações das regras propostas para o sistema brasileiro, possibilitando exemplos práticos que facilitarão o entendimento das regras, além de possibilitar uma noção dos impactos econômicos vinculados a cada uma delas. As simulações permitirão, também, a visão e análise das regras como um todo, ao invés de "blocos", tal qual foram elaboradas e vêm sendo analisadas. Esta avaliação quantitativa das regras poderia se dar, adotando-se um período de operação experimental do MAE, onde os preços estariam sendo calculados (de acordo com as regras propostas) e divulgados, mas a liquidação estaria sendo feita por meio de regras transitórias.

5. Não existe nas regras qualquer definição de serviços ancilares, quais os serviços ancilares serão providos em bases competitivas (ofertas); a forma de escolha dos provedores e de valoração deste serviço. Como o serviço ancilar, em geral, é um produto substituto da energia (um agente que considere a possibilidade de fornecer estes serviços, pode ter uma redução na sua energia disponível), é necessário que haja uma definição clara e no menor tempo possível sobre os serviços ancilares.

#### **4.6.3.2 Medição e Provisão de Dados**

6. No Apêndice B é apresentada uma relação de parâmetros que serão definidos pelo COEX, tais como: fatores multiplicadores para penalidades (OGP e UGP); sinalizador (PRICE\_TYPE) que define se será adotado o Preço Sombra (definido pelos modelos de otimização), ou o Preço MAE (definido pelas regras); fator redutor (REVLL) do custo do déficit que será usado no cálculo do encargo de capacidade; custo de indisponibilidade (UC) a ser usado para compensação a ser paga por usinas que ao longo de um ano geraram menos que sua energia assegurada. Este apêndice tem uma coluna "Valor" que não está preenchida. Outros parâmetros definidos pelo COEX não estão relacionados na tabela, como a taxa de juros que vai remunerar o fundo do Excedente Financeiro (item 2.20). Deve-se discutir se estes parâmetros podem ser definidos livremente pelo COEX, se devem ser homologados pela ANEEL, ou se as regras devem prever faixa de variação para os mesmos, ou condições em que os mesmos podem/devem ser revistos.

7. No Apêndice C é apresentada a relação de parâmetros a cargo da ANEEL, entre eles o custo do déficit (VLL). Como a estimativa desse custo não possui ainda uma metodologia consagrada no Brasil, e considerando que um valor incorreto deste parâmetro pode levar a sub ou sobre investimento em capacidade instalada, é necessário uma avaliação criteriosa da metodologia a ser adotada. Eventualmente, deve-se considerar alguma alternativa de cálculo do encargo de capacidade que, pelo menos

numa fase inicial, não dependa de VLL. Para os demais parâmetros relacionados neste apêndice, deve-se definir a área responsável pelo fornecimento dos mesmos e iniciarem-se os estudos necessários para sua determinação.

8. No Apêndice E é apresentada a relação de parâmetros a cargo do ONS, são apenas cinco parâmetros. Este apêndice deveria ser complementado com todos os dados e informações a serem fornecidos pelo ONS, como por exemplo: previsões de demanda, no item 2.5; dados operacionais, no item 2.8.3, onde se lê: “O ONS deve fornecer à ASMAE, de acordo com o Procedimento de Mercado correspondente, as instruções de despacho emitidas...”

9. Não tem sentido a exigência do item 2.3 de que as declarações de inflexibilidade devem estar baseadas somente em restrições operacionais e não em circunstâncias comerciais. Não é possível separar as duas coisas, nem verificar se é uma ou outra que está ocorrendo. E como as usinas inflexíveis não vão formar o preço, não vemos justificativa para esta exigência.

10. Está previsto no item 2.9 um fator de perda real, para a porção da energia não comercializada através de contratos iniciais, e um fator de perda de contrato inicial. O ONS é o responsável pelo cálculo dos dois? A metodologia de cálculo deveria ser acessível aos agentes para que estes pudessem reproduzir os cálculos. Esta diferença pode de alguma forma estar favorecendo os agentes que tem contratos iniciais?

#### **4.6.3.3 Registro de Contratos e Modulação**

11. É necessário a inclusão nas regras dos procedimentos detalhados para o Registro dos Contratos, não devendo ser remetido aos Procedimentos de Mercado, dada a sua importância para o próprio funcionamento do Mercado.

12. O item 2.10 define que para um contrato ser registrado, comprador e vendedor devem ser membros do MAE. Não basta que o vendedor seja membro? Como ficaria se o comprador fosse um consumidor livre? Caso seja mantida a exigência, deveria haver custos de participação reduzidos para consumidores livres e outros participantes não compulsórios.

13. O documento deve deixar claro, no item da modulação, que cabe aos agentes a modulação de sua carga. Aos agentes que optarem por não apresentar esta modulação, caberá ao MAE realizá-la de acordo com a regra específica. (ver comentário da CPM)

#### **4.6.3.4 Penalidades**

14. A banda de erro para a penalidade de não atendimento de despacho deveria ser o menor entre dois valores: o valor determinado pela fórmula e um percentual definido (p. ex: 5%).

15. Deixar claro em que outras situações um ponto de medição de geração pode ser instruído com não sujeito a penalidades.

16. As penalidades de erro de medição e por redução de demanda inferior ao valor ofertado estão previstas em Procedimentos de Mercado. Pelo menos esta última deveria ser prevista nas regras, para evitar a possibilidade de “gaming” por parte dos ofertantes de redução de demanda.

#### **4.6.3.5 Contabilização e Liquidação**

17. Nas regras apresentadas pelo COEX, referentes à contabilização, não está definido quem irá desempenhar as funções do Administrador do Sistema de Contabilização e Liquidação - ACL, definidas no Acordo de Mercado homologado pela ANEEL, nem os mecanismos que serão utilizados para a contratação do Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação. Segundo a Cláusula 23 do referido Acordo, a liquidação dos fluxos não contratados de energia será feita pelo ACL, de forma centralizada. Na Cláusula 24 estão definidas as atribuições e responsabilidades do ACL e as Cláusulas 25 a 27 regulamentam as demais atividades do SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação.

18. A análise da descrição e cálculo detalhado dos Pagamentos do MAE por Geração, Pagamentos do MAE por Demanda da Usina, Pagamentos por Restrição, Pagamentos de Capacidade, MRE e Aplicação do Excedente Financeiro, Correção dos Pagamentos referentes ao Adicional do Preço de Ponta, Pagamentos Totais de Geração, Pagamentos de Comercializadores do MAE por Energia, Pagamentos de Encargo dos Serviços do Sistema, Pagamentos Totais do Comercializador, Indisponibilidade de Energia Assegurada, ficou prejudicada, pois dependem fundamentalmente da definição da formação do preço (ex-ante vs. ex-post), alocação do excedente financeiro, encargos de capacidade e de serviços do sistema e taxa de juros, entre outros elementos.

19. Não existe uma especificação clara quanto à forma de faturamento dos valores resultantes da apuração, razão pela qual visualizamos a necessidade da explicitação de procedimentos que possibilitem uma análise dos reflexos fiscais e tributários nas operações. Tal explicitação deve alcançar a definição dos períodos de apuração, de forma a avaliar o reflexo sobre o regime de competência, exigido pela lei societária, para a perfeita caracterização dos fatos geradores.

20. Outra omissão relevante nas regras, refere-se aos aspectos comerciais, tais como, prazo, forma de pagamento das obrigações e penalidade pecuniária por inadimplemento.

21. É importante observar que os valores faturados devem estar representados por documentos hábeis e, em função das suas naturezas, serem discriminados para possibilitar a apropriação contábil (registros nos livros contábeis) de forma adequada. A disseminada menção de “valores líquidos”, observada nas regras do MAE, impossibilita o atendimento aos princípios contábeis que fundamentam a recomendação acima.

## **5. DIRETRIZES PARA IMPLANTAÇÃO GRADUAL DO MAE**

### **5.1 Introdução**

A análise das regras do MAE, encaminhadas à ANEEL em 24/04/2000, indica a necessidade de alteração e aprofundamento das discussões em diversos aspectos fundamentais para a implantação da competição de forma equilibrada entre os diversos agentes do setor elétrico. Os aspectos a serem melhor avaliados e alterados numa visão inicial da ANEEL constam dos itens anteriores desta nota técnica que está submetida à avaliação dos interessados no âmbito da audiência pública AP0002/2000 visando o seu aperfeiçoamento.

Desta forma é necessário o estabelecimento de procedimentos que sejam aplicados para a operacionalização gradual das regras do MAE, que permitam estimular a competição neste período e promover uma implantação gradual do mercado. Deve-se salientar a importância desta implantação gradual face ao estágio de desenvolvimento e validação dos modelos de precificação, contabilização e liquidação no âmbito do MAE, o que limita a aplicação imediata diversos dispositivos previstos nas regras.

As diretrizes apresentadas nos itens 5.2 a 5.8 a seguir, portanto, tem por objetivo orientar os procedimentos a serem elaborados pelo MAE até a operacionalização das regras que serão homologadas pela ANEEL, em substituição à Resolução ANEEL nº 222, de 30 de junho de 1999,.

Vale destacar que as regras de contabilização e liquidação das energias de curto prazo ora em vigor, estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 222, não contempla de forma adequada a entrada de novos agentes. Isso porque ela foi elaborada no contexto da implantação dos Contratos Iniciais e promoveu um ajuste das regras anteriormente utilizadas no âmbito do GCOI, uma vez que estas deveriam ser substituídas pelas Regras do MAE que deveriam estar concluídas num prazo de 90 dias (setembro/99).

### **5.2 Sazonalização e modulação dos montantes da energia contratada e da energia assegurada**

- Os montantes anuais de energia de contratos bilaterais deverão ser informados ao MAE discriminados por períodos mensais, até dezembro do ano anterior. No caso dos contratos iniciais deve-se observar os critérios vigentes de sazonalização.

- Os montantes mensais de energia assegurada das usinas hidrelétricas deverão ser informados pelos concessionários e autorizados de geração, até dezembro do ano anterior, devendo-se observar a energia assegurada anual estabelecida pela ANEEL e o menor valor entre a potência disponível abatida da reserva de potência para cada mês e a potência assegurada da usina.

- Os montantes mensais de energia das usinas termelétricas consideradas nos contratos iniciais que participam da conta consumo de combustíveis – CCC, estarão submetidas ao mesmo critério descrito anteriormente. As demais termelétricas poderão declarar suas disponibilidades observando suas respectivas potências disponíveis.

- Na sazonalização mensal de suas energias, os concessionários e autorizados de geração deverão respeitar os montantes dos contratos bilaterais registrados no MAE além do atendimento a consumidores finais e a outros concessionários e autorizados não integrantes do MAE.

- Os concessionários de distribuição, concessionários ou autorizados de geração, ou autorizados de comercialização de energia, deverão informar ao MAE com a

antecedência determinada por este, os montantes de energia contratada para cada período de apuração.

- Cabe ao MAE, em função da validação dos modelos de cálculo de preço, definir o período de apuração para fins de contabilização e liquidação, sendo que no mínimo este período considere dois patamares, ponta e fora de ponta, a cada mês.

- Os montantes de energia contratada dos contratos iniciais e da energia de Itaipu para o período de ponta será limitado ao da demanda contratada multiplicada por três horas, pelo número de dias úteis e por 0,985 referente a reserva de potência.

- Os montantes de energia assegurada por período de apuração das usinas hidrelétricas deverão ser informados pelos concessionários e autorizados de geração, com antecedência requerida pelo MAE, devendo-se observar a energia assegurada mensal e a potência disponível abatida da reserva de potência para cada período de apuração.

- Os montantes mensais de energia das usinas termelétricas consideradas nos contratos iniciais que participam da conta consumo de combustíveis – CCC, estarão submetidas ao mesmo critério descrito anteriormente. As demais termelétricas poderão declarar suas disponibilidades observando suas respectivas potências disponíveis por período de apuração.

### **5.3 Formação de preços**

- O MAE estabelecerá um preço ex-ante e outro ex-post, por submercado e para cada período de apuração utilizando-se a cadeia de modelos de otimização disponível, não considerando as restrições de transmissão internas a cada submercado.

- As usinas termelétricas, não participantes da CCC, deverão informar ao MAE suas disponibilidades e inflexibilidades, bem como suas ofertas de preço, por período de apuração, sendo estas declarações consideradas no cálculo do preço ex-ante. Para as demais usinas termelétricas considerar-se-á como inflexibilidade e declaração de preço, respectivamente, as inflexibilidades e os custos adotados para efeito de definição da CCC

- Cabe as concessionárias de distribuição, concessionárias ou autorizados de geração e autorizados de comercialização declararem ex-ante, por período de apuração, os montantes de energia requeridos do sistema na forma a ser estabelecida pelo MAE. Estas declarações serão consideradas para efeito de contabilização ex-ante.

- No cálculo do preço ex-post serão consideradas os montantes de energia requeridos do sistema verificados, as redeclarações de disponibilidade e a disponibilidade verificada das usinas informadas pelo ONS. Deverá ser estabelecido pelo MAE um critério de cálculo da disponibilidade redeclarada / verificada por período de apuração enquanto este for definido como mensal ou semanal.

- O custo do déficit e a taxa de desconto a serem utilizados pelo ONS e MAE na cadeia de modelos de otimização serão estabelecidos pela ANEEL.

- O MAE e o ONS deverão estabelecer protocolo de entendimento, a ser submetido à aprovação da ANEEL, de forma a garantir o fluxo adequado de informações entre os dois organismos.

#### **5.4 Fatores de perdas**

- O MAE deverá ajustar as declarações de geração e de demanda de energia, bem como os contratos registrados, a um ponto de referência pela aplicação de fatores de perdas por período de apuração.
- O ONS informará ao MAE, mensalmente, a perda prevista na rede básica por submercado para os regimes de carga leve, média e pesada.
- O montante de perdas calculado pelo ONS será rateado pelo MAE, em cada submercado, entre geração e consumo na proporção de cinquenta por cento por período de apuração.
- No ajuste de geração e consumo ao ponto de referência, o MAE deverá utilizar como fator de ponderação respectivamente as disponibilidades e as demandas declaradas e verificadas.

#### **5.5 Mecanismo de realocação de energia – MRE**

- O MRE deverá ser calculado na etapa ex-post, por período de apuração, considerando a modulação das energias asseguradas informadas pelos concessionários e autorizados de geração na etapa ex-ante, observando-se a disponibilidade verificada das usinas participantes.
- As realocações de energia entre as usinas do MRE serão realizadas prioritariamente em seus próprios submercados. Havendo necessidade adicional de realocação, essa ocorrerá em outros submercados, o que poderá acarretar exposição dos agentes a diferencial de preços.
- As realocações de energia dentro do MRE serão liquidadas ex-post ao preço de R\$3,00 por MWh.
- As reduções de energia assegurada, por período de apuração, decorrente de indisponibilidade de unidades geradoras, serão liquidadas ao preço ex-post.
- No processo de realocação da geração total do MRE utilizar-se-á como fator de rateio a energia assegurada de cada usina participante. Desta forma a energia assegurada será ajustada aos montantes de energia requeridos do sistema por período de apuração, o que implica no caso da ocorrência de energia secundária no sistema, esta seja rateada proporcionalmente as energias asseguradas de cada usina.

#### **5.6 Encargo de serviços de sistema**

- A diferença de custos entre o despacho de geração verificado e o despacho de geração sem restrição considerado no estabelecimento do preço ex-post serão cobertos pelo encargo de serviços de sistema.
- O encargo de serviços de sistema deverá ser rateado entre todos os agentes participantes do MAE, na proporção dos seus consumos, na forma a ser estabelecida pelo MAE.

#### **5.7 Necessidade Adicional de Potência**

- Com o intuito de promover o equilíbrio entre a demanda e oferta de energia elétrica preservando uma competição equilibrada, o Documento Básico para o

Estabelecimento das Regras do MAE, anexo ao Acordo de Mercado, prevê a possibilidade de remuneração para a instalação de potência adicional recomendada pelo ONS.

- O ONS deverá encaminhar à ANEEL relatório contendo os montantes de potência adicional e os períodos de geração necessários ao adequado atendimento ao sistema.
- A ANEEL encaminhará ao MAE a necessidade de potência adicional, estabelecendo os limites de preços fixo e variável a serem considerados na remuneração dessa geração.
- O MAE deverá estabelecer um processo competitivo para seleção das ofertas de geração de modo a suprir as necessidades de potência adicional.
- A remuneração da potência adicional deverá garantir os preços acordados no processo competitivo utilizando-se para isso o Encargo de Serviços do Sistema (ESS), obedecendo os seguintes critérios:
  - a. Quando o preço do MAE for igual ou superior ao preço total acordado (fixo e variável), a remuneração será ao preço total acordado, devendo a diferença em relação ao preço do MAE ser revertida para o ESS.
  - b. Quando o preço do MAE for inferior ao preço total acordado e superior ao preço variável acordado, a usina será despachada e a diferença entre o preço total acordado e o preço do MAE será coberta pelo ESS.
  - c. Quando o preço do MAE for inferior ao preço variável acordado, a usina não será despachada e o preço fixo será coberto pelo ESS.

### **5.8 Contabilização e Liquidação**

- Serão efetuadas duas etapas no processo de contabilização por período de apuração, uma ex-ante e outra ex-post.
- A etapa ex-ante considerará as disponibilidades de geração e os montantes de energia requeridos declarados na forma definida anteriormente. Esta etapa definirá montantes de energia transacionados entre os agentes de geração e consumo que, abatidos dos montantes cobertos pelos contratos bilaterais registrados, serão valorizados pelos preços ex-ante, sendo esses montantes considerados como contratados para efeito da etapa ex-post.
- Na etapa ex-post, além dos montantes contratados na etapa ex-ante, considerar-se-á novos contratos bilaterais registrados após a etapa ex-ante, as disponibilidades redeclaradas ou verificadas de geração, os desvios dos montantes de energia requeridos declarados e verificados e os ajustes do MRE decorrentes das indisponibilidades de geração, sendo as diferenças valorizadas pelos preços ex-post.
- A liquidação deverá ser efetuada mensalmente considerando os resultados contabilizados nas etapas ex-ante e ex-post de cada período de apuração.