

# VISÃO GERAL DAS REGRAS DE MERCADO

FASE DE IMPLEMENTAÇÃO  
PREÇOS SEMANAIS EX-ANTE  
VERSÃO 3.5

## ÍNDICE

I.	INTRODUÇÃO .....	3
II.	O CONTEXTO DAS REGRAS DO MAE .....	5
III.	A ESTRUTURA DO MAE .....	7
IV.	APRESENTAÇÃO DAS REGRAS DO MAE .....	8
V.	AS REGRAS DO MAE – ETAPA DE IMPLEMENTAÇÃO .....	8
V.1	Provisão de Dados de Entrada - Capítulo 2.....	8
V.1.1	Dados Fixos.....	8
V.1.2	Dados de Submercados .....	9
V.1.3	Declarações .....	9
V.1.4	Ofertantes de Redução de Carga.....	10
V.1.5	Previsões de Consumo .....	10
V.1.6	Instruções de Despacho.....	10
V.1.7	Registro de Contratos.....	11
V.1.8	Ajustes de Conflitos .....	11
V.1.9	Perdas .....	11
V.1.10	Dados do ONS .....	12
V.1.11	Tratamento de Itaipu .....	12
V.2	Formação do Preço - Capítulo 3 .....	12
V.3	Agregação de Dados de Medição - Capítulo 4 .....	14
V.4	Penalidades - Capítulo 5 .....	15
V.5	Encargos de Serviços do Sistema - Capítulo 6 .....	18
V.6	Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) - Capítulo 7 .....	20
V.7	Alocação do Excedente Financeiro - Capítulo 8.....	25
V.8	Contabilização - Capítulo 9 .....	28
V.9	Interconectores – Capítulo 10 .....	30
V.10	Encargos de Capacidade - Capítulo 11 .....	30
V.11	Modulação - Capítulo 12 .....	30

# **VISÃO GERAL DAS REGRAS DE MERCADO**

## **- ETAPA DE IMPLEMENTAÇÃO -**

### **I. INTRODUÇÃO**

O atual modelo do setor elétrico brasileiro está sendo implementado com o objetivo de promover a livre concorrência e a ampla competição entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no sistema brasileiro. Com este enfoque foi aprovada a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, criando o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Um arcabouço inicial com a estrutura e as regras de funcionamento do novo mercado de energia elétrica surgiu após amplas discussões no âmbito do Projeto RE-SEB, promovido pelo Ministério de Minas e Energia, e foi finalizado em Agosto de 1998. Em seguida se estabeleceu o marco inicial do MAE através da assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes de mercado, um acordo de cunho multilateral, homologado pela ANEEL através da Resolução nº 18 de janeiro de 1999.

No Acordo de Mercado foi anexado o “Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do MAE” com as principais diretrizes para a elaboração das regras de mercado. Por decisão da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi transferido aos agentes integrantes do mercado atacadista a responsabilidade para elaboração das regras do MAE e posterior homologação da ANEEL.

As regras do MAE foram então aprovadas em fevereiro de 2000, pela Assembléia Geral, e encaminhadas à ANEEL para homologação. Dado a importância desta homologação para o funcionamento do futuro Mercado Atacadista de Energia, foi estabelecido um processo de Audiência Pública, para permitir a participação de todos os interessados.

O processo de homologação das Regras do MAE pela ANEEL resultou então na Resolução nº 290 de agosto de 2000, que ratifica algumas partes e revoga outras, do conjunto aprovado pelo MAE em fevereiro de 2000, e estabelece as diretrizes para a implementação gradual das regras. Estas diretrizes estabelecem os principais marcos a serem cumpridos pelo mercado para a implementação das evoluções esperadas até que seja alcançada a meta final.

Em fevereiro de 2002 o Governo Federal estabeleceu a reestruturação do MAE, convertendo-o em uma entidade privada e definindo a ANEEL como responsável única pelo processo de definição das Regras de Mercado. O Acordo de Mercado foi substituído pela Convenção do MAE, e a então

Administradora do MAE (ASMAE) deu lugar a uma nova empresa – MAE, com nova estrutura e novas atribuições.

A visão geral das regras do MAE que está sendo ora apresentada estará focada principalmente na primeira etapa de implementação prevista na Resolução ANEEL nº 290/2000, ajustada pelas Resoluções 446/2002 e 237/2003, ambas da ANEEL. As demais etapas serão descritas com maior detalhe, a medida que forem implementadas as modificações previstas. Neste texto será também incorporada uma breve descrição das evoluções previstas. O cronograma vigente para implementação das regras do MAE está baseado em duas etapas:

- 1ª etapa: início em 1º de setembro de 2000 (etapa de implementação); e
- 2ª etapa: início em 1º de janeiro de 2005.

A primeira etapa se caracteriza pela definição no âmbito do MAE dos preços ex-ante de energia em base mensal, podendo passar a semanal, o que aconteceu em julho de 2001. A segunda etapa se caracteriza pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post, em base semanal, podendo passar a horária.

Desde 01/09/2000, o MAE vem publicando os preços para a energia nos quatro submercados do MAE, e vem registrando os dados de medição e de contratos enviados pelos Agentes. A partir de julho de 2001, os preços passaram a ser determinados em base semanal ex-ante. Desde então, as Regras de Mercado que fundamentaram a contabilização do período são a versão 3.0 (até dezembro de 2002), 3.1.a (de janeiro de 2003 a 16 de setembro de 2003), 3.1.b (de 17 de setembro de 2003 a outubro de 2003), e 3.1.c (de novembro a dezembro de 2003). O contexto apresentado neste documento está compatibilizado com essas regras. Merece destaque que, da mesma forma que nas regras 2.2b, parte da energia elétrica gerada por Itaipu é considerada *sub judice* por ser objeto das seguintes ações judiciais em tramitação perante a 16ª Vara da Seção Judiciária do Distrito Federal, movidas pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS em face da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (sucessor da ASMAE) e Distribuidoras de Energia Elétrica detentoras de quotas-parte da energia de Itaipu:

- i) Ação Cautelar nº 2001.34.00.028914-0, proposta em outubro/2001, na qual a ELETROBRÁS requer que o MAE se abstenha de proceder à contabilização e faturamento de valores relativos à chamada “energia excedente de Itaipu” em favor das Distribuidoras;
- ii) Ação Ordinária (distribuição por dependência à Ação Cautelar), na qual a ELETROBRÁS pleiteia a declaração do direito de adquirir e comercializar toda a energia “excedente” de Itaipu, por entender pela existência de parcela extra de energia não incluída nos contratos das quotistas - Distribuidoras.

O Decreto nº 4550 de 27 de dezembro de 2002, publicado no Diário Oficial da União de 30 de dezembro de 2002, regulamentou a comercialização da energia de Itaipu Binacional. Assim sendo, as Regras de Mercado vigentes após a aquela data (versões 3.1.a, 3.1.b, 3.1.c e 3.5) incorporam as determinações do referido Decreto, restringindo o alcance da medida judicial acima descrita ao período de setembro de 2000 a dezembro de 2002.

Os principais objetivos do texto apresentado a seguir, são o de obter uma visão geral do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, compreender a aplicação das Regras de Mercado e entender quais são e como ocorre a interligação entre os diversos componentes das Regras do MAE, no processo de contabilização baseado em preços semanais ex-ante.

## **II. O CONTEXTO DAS REGRAS DO MAE**

As Regras do MAE procuram estabelecer as bases necessárias para a operação comercial do mercado de energia elétrica. Estas regras são complementares e integrantes do Acordo de Mercado, e devem ser cumpridas por todos os Agentes do MAE. Estas regras são fornecidas na sua forma mais básica através da formulação algébrica, que estabelece todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia no MAE.

As Regras do MAE, objeto deste documento, representam o processo de apuração das posições comerciais dos Agentes participantes do MAE, quanto a receitas ou despesas decorrentes da comercialização de energia e do pagamento ou recebimento por alguns serviços técnicos prestados ao sistema. Este processo de apuração é chamado de contabilização. Assim, não estão aqui contemplados aspectos da liquidação financeira (a efetivação das transferências de recursos entre os agentes), penalidades comerciais ou mecanismos de governança do MAE.

As Regras do MAE foram desenvolvidas com base em princípios econômicos de forma que os preços do MAE reflitam os custos reais do sistema, que os riscos controláveis sejam assumidos pelos Agentes, que as mesmas sejam duráveis e não distorcidas por fatores de curto prazo, e que consigam produzir incentivos eficientes no curto e longo prazo para o sistema.

As relações comerciais entre os agentes participantes do MAE são regidas principalmente por contratos bilaterais, sendo que a liquidação financeira destes contratos é realizada diretamente entre as partes contratantes. A comercialização de energia resultante da diferença entre a energia contratada (via contratos bilaterais) e a efetivamente realizada (podendo esta ser a energia produzida ou consumida) terá sua comercialização e liquidação feitas através do MAE. Dentro deste contexto, as regras do MAE tratam quase que exclusivamente do chamado “mercado de diferenças” ou “mercado residual”. A Figura 1 ilustra o processo de contabilização do “mercado residual”.

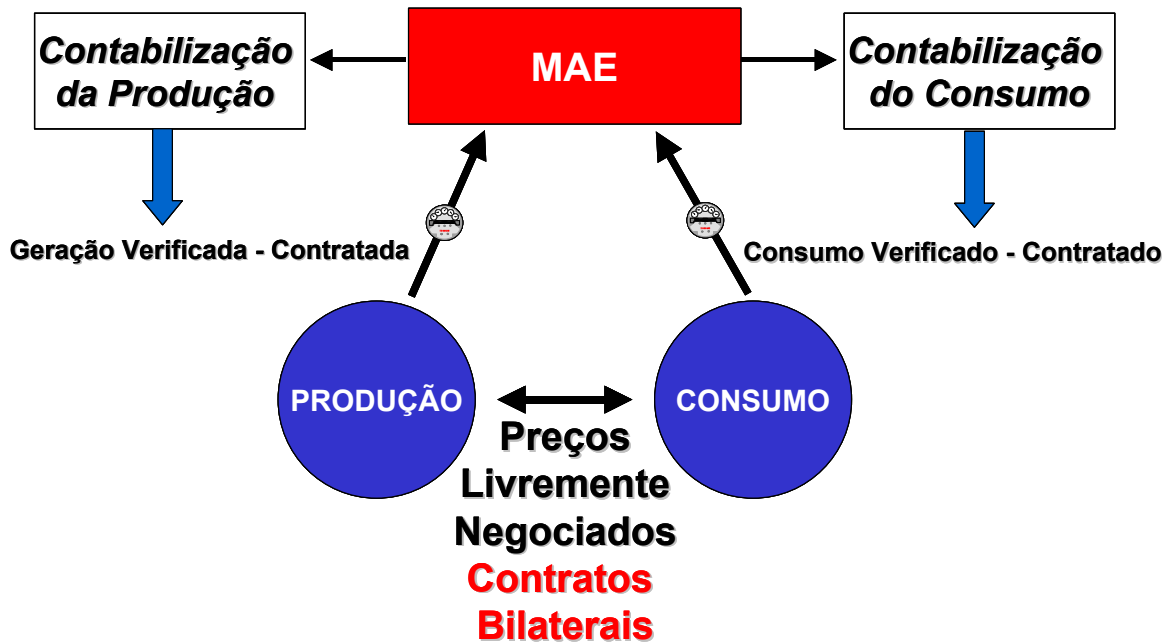


Figura 1 – Visão Geral da Operação do MAE

Para que seja possível o cálculo das diferenças, está disponível um registro de contratos contendo informações sobre os volumes dos contratos aplicáveis entre as partes contratadas, a cada período de comercialização. Este registro considera todos os tipos de contratos em vigor no setor elétrico, conforme detalhado nas regras de mercado, tais como os Contratos Iniciais, contratos de Itaipu e quaisquer outros contratos que os membros do MAE queiram registrar dentro dos padrões acordados.

Um conjunto de dados de entrada é definido para o pleno funcionamento da contabilização, objetivando, por exemplo, o cálculo do preço no MAE e os pagamentos relacionados. Os detalhes dos mecanismos pelos quais são produzidos ou disponibilizados os dados de entrada não são tratados nas Regras do MAE. Esses processos e responsabilidades mais detalhados estão definidos nos Procedimentos de Mercado (PMs).

Os PMs fornecem os meios de operacionalizar as Regras do MAE, e estabelecem as responsabilidades dos Agentes perante o MAE, e vice-versa. Os PMs também englobam uma série de outros processos necessários à operação do mercado, tais como: os mecanismos para efetuar a liquidação financeira; processos de recontabilização, conflitos, e penalização por insuficiência de contratação e/ou de lastro de venda; os sistemas computacionais de cálculo da contabilização, aquisição de dados, entre outros.

O MAE se concentra especificamente nas implicações comerciais das operações do Sistema Elétrico. Todos os aspectos técnicos da operação do Sistema são tratados nos Procedimentos de Rede, estabelecidos no âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os Procedimentos de Rede abrangem diversas funções da operação, tais como o despacho ótimo do Sistema de Geração das principais usinas e da Rede Básica de transmissão.

### **III. A ESTRUTURA DO MAE**

Conforme definido na Convenção do MAE, os participantes do MAE estão divididos em duas categorias, quais sejam, produção e consumo. Todos os agentes de geração, distribuição/comercialização e consumidores livres estão incluídos nestas duas categorias. As empresas de transmissão não participam do MAE.

Na categoria produção, a participação é obrigatória para agentes geradores e interconectores internacionais com capacidade instalada acima de 50 MW. A participação é facultativa para estes mesmos agentes com capacidade abaixo deste valor e para autoprodutores com capacidade acima de 50 MW.

Na categoria consumo, a participação é obrigatória para agentes distribuidores/comercializadores com consumo anual acima de 300 GWh. A participação é facultativa para estes agentes com consumo anual abaixo deste valor e para os consumidores livres.

A estrutura e governança do MAE incluem no primeiro nível hierárquico a Assembléia Geral, formada por todos os agentes de produção e consumo, que detêm número de votos calculados de acordo com os critérios definidos na Convenção do MAE.

As atividades deliberativas são conduzidas pelo Conselho de Administração do MAE (CAD) com cinco integrantes, com representação inicial definida da seguinte forma: um indicado pelo Ministério de Minas e Energia, dois indicados pela ANEEL e dois indicados pelos Agentes, um por cada categoria de Produção e Consumo. Em abril de 2003, os representantes da ANEEL deram lugar a representantes indicados pelas categorias de Produção e Consumo.

As atividades executivas operacionais do mercado são conduzidas pela Superintendência do MAE, que tem como missão operar o Mercado e prover todo o suporte administrativo, jurídico e técnico necessário para que o MAE possa funcionar com total eficiência.

## **IV. APRESENTAÇÃO DAS REGRAS DO MAE**

As regras do MAE são apresentadas em sua formulação algébrica através de uma divisão em capítulos e anexos, contendo todos os tópicos do processo de contabilização. No total são 12 capítulos, que estão interligados de forma a produzir ao final as posições financeiras para a realização da liquidação. O Capítulo 1, relativo a “Definições e Interpretação” não será abordado neste documento, pois apenas apresenta a simbologia e os critérios matemáticos adotados nas Regras. Os principais capítulos considerados na primeira etapa de implementação do mercado são os seguintes:

- Provisão de dados de entrada (Capítulo 2)
- Formação do Preço (Capítulo 3)
- Agregação de Dados de Medição (Capítulo 4)
- Penalidades (Capítulo 5)
- Encargos de Serviços do Sistema (Capítulo 6)
- Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (Capítulo 7)
- Alocação do Excedente Financeiro (Capítulo 8)
- Contabilização (Capítulo 9)
- Interconectores (Capítulo 10)
- Cálculo de Encargo de Capacidade (Capítulo 11)
- Modulação (Capítulo 12)

Estes capítulos serão abordados a seguir dentro do enfoque da implementação da primeira etapa do MAE, com contabilizações baseadas em preços semanais por patamar de carga, ou seja, para o período a partir de julho de 2001.

## **V. AS REGRAS DO MAE – ETAPA DE IMPLEMENTAÇÃO**

Apresenta-se em seguida um resumo das Regras do Mercado que regem o MAE a partir de sua primeira etapa de implementação. Todas as regras do MAE estão implementadas em um sistema computacional denominado SCL (Sistema de Contabilização e Liquidação).

### ***V.1 - Provisão de Dados de Entrada - Capítulo 2***

Os dados de entrada são as informações necessárias para alimentar o sistema SINERCOM, e são fornecidas pela ANEEL, pelo CAD, pelo ONS e pelos Agentes, para permitir processamento da contabilização e, portanto, o funcionamento do MAE.

Alguns dos dados abaixo relacionados estarão sendo considerados com maior nível de precisão apenas nas etapas subseqüentes de implementação do MAE.

#### ***V.1.1 Dados Fixos***

São as informações cadastrais dos Agentes no MAE, com expectativa de alteração esporádica, tais como: endereços de empresas, detalhes de contratos, e detalhes técnicos relativos ao Sistema Elétrico de cada Agente.

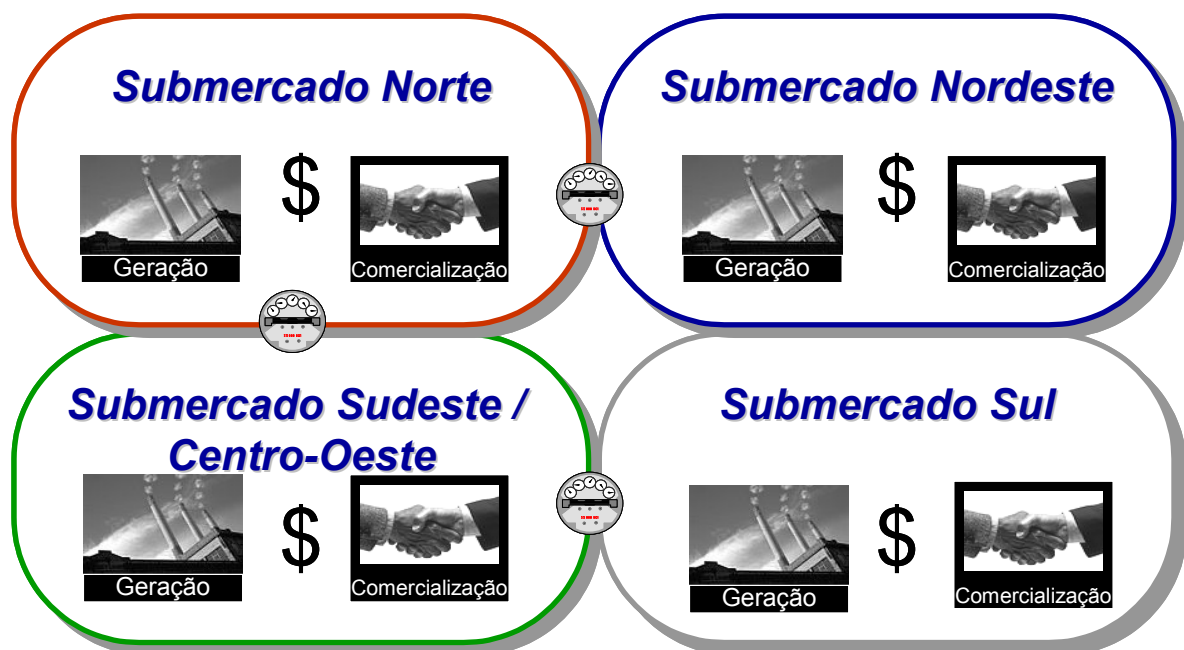
### V.1.2 Dados de Submercados

O MAE considerou inicialmente 4 submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Estes submercados foram identificados em função de significativas e persistentes restrições de transmissão. Limites operacionais de transmissão entre os submercados são fornecidos como dados de entrada e influenciam o cálculo de preços em cada submercado.

Cada submercado é considerado efetivamente como um mercado independente. Serão calculados, a cada semana, preços diferenciados para cada submercado (vide item 5.2 referente ao capítulo III) em função da produção, consumo e limites entre os submercados. A contabilização (vide item V.8 referente ao capítulo 9) também será realizada para cada submercado, considerando o balanço comercial restrito aos limites de cada um destes. Conseqüentemente, qualquer Agente que negocie entre submercados poderá estar exposto ao risco de diferenças dos preços do MAE. A Figura 3 ilustra os submercados considerados no MAE.

**Figura 3 – Submercados no MAE**

### V.1.3 Declarações



As declarações são informações relativas às disponibilidades, e são feitas antes do despacho para fins da definição da programação do despacho do ONS e do preço do MAE. Os geradores hidráulicos deverão incluir nas suas declarações a disponibilidade técnica para a operação. Os geradores térmicos, além desses dados, deverão informar os custos relativos à sua geração e a inflexibilidade.

A qualquer momento após a programação diária e antes do despacho efetivo, dentro dos limites de prazo e frequência estabelecidos no Procedimento de Mercado correspondente, qualquer gerador, ou operador de interconexão internacional, poderá submeter ao ONS uma redeclaração de disponibilidade em substituição a qualquer outra declaração ou redeclaração anterior. Isto visa assegurar que os dados utilizados no despacho reflitam a verdadeira disponibilidade de todas as unidades geradoras.

As declarações e redeclarações estão sendo gradativamente implementadas e consideradas com um grau de detalhamento cada vez maior, a medida que houver viabilidade técnica para representar o efeito destas informações no cálculo de preços, encargos de serviço do sistema e penalidades, entre outros.

#### *V.1.4 Ofertantes de Redução de Carga*

Os ofertantes de redução de carga fornecem informações relativas aos seus dados técnicos e de oferta de preços.

Na primeira etapa do MAE não estão sendo consideradas as ofertas de redução de carga. À medida que houver viabilidade técnica para representar o efeito destas informações no cálculo de preços, por exemplo, ou mesmo sua implantação prática, estas ofertas serão paulatinamente implementadas e representadas com um nível de detalhe adequado para a otimização da operação realizada pelo ONS.

#### *V.1.5 Previsões de Consumo*

As previsões de consumo são informações relativas às quantidades estimadas de energia que serão consumidas no Sistema. Referidas informações serão prestadas ao ONS que prepara uma previsão de consumo de cada submercado e a encaminha ao MAE.

#### *V.1.6 Instruções de Despacho*

As instruções de despacho são as quantidades de energia que cada gerador, interconector internacional e ofertantes de redução de carga deverão produzir ou consumir a cada período de comercialização. Estes valores são

determinados pelo ONS, que informa ao MAE para a eventual aplicação de penalidades aos geradores que não as cumprirem.

Na primeira etapa do MAE, as instruções de despacho não serão utilizadas.

#### *V.1.7 Registro de Contratos*

Os agentes registram junto ao MAE os volumes de energia contratados em cada período de comercialização. Farão parte desse registro os Contratos Iniciais e os Contratos bilaterais. Os Contratos Iniciais na realidade são contratos bilaterais, porém como possuem regulamentação específica, terão sempre que necessário um tratamento específico.

No caso dos novos Contratos Bilaterais, as partes poderão registrar “ex-post” (‘a posteriori’, até um determinado período definido no Procedimento de Mercado correspondente, após o fim do período de comercialização) os volumes contratados aplicáveis em determinado período de comercialização. Esses volumes registrados servirão para apurar a exposição líquida de cada agente ao preço MAE. Isto permitirá que muitos contratos novos de curto-prazo sejam registrados no MAE, reduzindo a exposição dos agentes ao preço do MAE.

#### *V.1.8 Ajustes de Conflitos*

Conflitos poderão ser instaurados após a liquidação financeira, quando um ou mais Agentes do MAE manifestarem discordância sobre algum aspecto do processo de contabilização. Os conflitos que não estiverem solucionadas até o processamento final de contabilização e liquidação financeira do mês anterior, terão seus ajustes incluídos nos pagamentos nos meses subsequentes. As informações relativas aos eventuais ajustes estão contempladas no sistema SINERCOM.

#### *V.1.9 Perdas*

No atendimento ao consumo em cada submercado, que se efetua através do sistema de transmissão, ocorrem perdas de energia que são rateadas entre os agentes pela aplicação de fatores de perdas.

Na etapa de implantação do MAE estes fatores são calculados de forma que as perdas sejam rateadas igualmente entre os Agentes de produção e consumo. A divisão entre os Agentes de cada categoria é feita na proporção do consumo e do despacho de cada um.

Nas etapas posteriores do MAE serão então considerados novos fatores de perdas locais, que procuram reproduzir tecnicamente o impacto de um

determinado Agente nas perdas. Para tal é utilizado o conceito de centro de gravidade, onde ocorre o equilíbrio na distribuição dessas perdas.

#### *V.1.10 Dados do ONS*

Além dos dados necessários ao cálculo dos preços do MAE, o ONS ainda fornece outros dados técnicos necessárias ao processo de contabilização. Dentre estes, incluem-se: disponibilidade verificada de usinas, a duração de cada patamar de carga, a quantidade de unidades geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica em fase de motorização, a indicação de se uma unidade geradora está em fase de testes ou não, o tipo de restrição de operação imposto a uma usina, e parâmetros estatísticos de indisponibilidade de usinas.

#### *V.1.11 Tratamento de Itaipu*

A usina de Itaipu será tratada da mesma forma que qualquer geração hidráulica, sendo que a parcela da energia de Itaipu que cabe a cada Agente (quota parte de Itaipu) será tratada como um contrato entre o Agente em questão e o Agente Comercializador de Energia de Itaipu.

### **V.2 Formação do Preço - Capítulo 3**

O preço do MAE é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo, cujos créditos e débitos decorrentes serão liquidados entre os Agentes de forma centralizada pelo MAE.

A formação do preço da energia negociada no MAE (Preço do MAE) se faz pela inter-relação dos dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do Sistema e os dados informados pelos Agentes. Os referidos dados são então processados através de modelos de otimização para obtenção do custo marginal de operação (CMO). São utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços no MAE. A responsabilidade pelo cálculo dos preços é do MAE.

O preço do MAE será determinado para cada um dos submercados, estes caracterizados como regiões geelétricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. Para o cálculo do preço do MAE em cada submercado, os modelos são operados sem a consideração de restrições de transmissão, isto é, não se consideram as restrições de transmissão internas aos submercados, somente as restrições de transmissão entre os submercados são consideradas. A cobertura dos custos adicionais decorrentes das restrições de transmissão internas aos submercados será abordada no item V.5 deste texto, referente aos Encargos de Serviços do Sistema.

O preço do MAE é determinado em base semanal ex-ante e por patamar de carga, ou seja, apurado antes da operação real do sistema, levando em consideração os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo de formação do preço do MAE contempla as condições normais de operação e as eventuais situações de racionamento de energia.

O processo completo de cálculo do Preço MAE, na etapa final, consistirá na utilização em cadeia dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que produzirão como resultado o CMO de cada submercado, e o valor do intercâmbio entre eles, para cada intervalo de meia hora.

Na fase de preços semanais ex-ante do MAE, apenas os modelos NEWAVE e DECOMP serão utilizados. O modelo NEWAVE, que foi utilizado na etapa de preços mensais ex-ante, continua sendo utilizado, pois fornece um insumo básico para o cálculo dos preços semanais: a curva de custo futuro, que traduz para o modelo DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. O modelo DECOMP faz o cálculo de preços semanais por patamar de carga, com base na energia armazenada no início de cada semana, e valores realizados e previstos de energias afluentes. O modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo o despacho das usinas hidráulicas e térmicas para cada subsistema, de modo a minimizar o custo total de operação da semana de interesse. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado e para cada submercado.

Em cada submercado, o Custo Marginal de Operação é o maior valor dentre os custos das unidades geradoras, obtido com base na simulação energética com os modelos de preço sem restrição. Será considerada para efeito da formação de preço, apenas a parcela de capacidade dos geradores que atuam sem limitações operativas (ou seja, sem inflexibilidade) para o cumprimento de instruções de despacho por parte do ONS.

Esta parcela flexível poderá ser uma geração hidráulica, geração térmica, redução de carga ou fluxos de energia de outros submercados e de interconexões internacionais, passíveis de serem programadas para atender alterações no consumo do Sistema.

As usinas que apresentam limitações operativas (inflexibilidade) para o cumprimento de instruções de despacho por parte do ONS, terão sua parte limitada não considerada no estabelecimento do Custo Marginal de Operação, quando estiverem operando sob essas limitações. Contudo, se essa unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de operação (inflexível) e estiver gerando acima deste nível (flexível), ela será considerada na formação do Custo Marginal de Operação. Caso ela seja a unidade geradora programada com maior custo, esse será o Custo Marginal de Operação.

No período de preços semanais anterior, de julho de 2001 a abril de 2002, os preços foram determinados de acordo com procedimentos estabelecidos pela Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE) e pela ANEEL. Nestes procedimentos, a partir de fevereiro de 2002 foi utilizado também o programa NEWDESP no cálculo de preços semanais, embora este programa tenha sido originalmente concebido para preços mensais. O NEWDESP é um componente do NEWAVE que fornece o despacho ótimo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho de cada usina térmica, e fornece também os custos marginais de operação por patamar de carga.

O modelo DECOMP substituiu o NEWDESP na determinação dos preços semanais de todos os submercados apenas a partir de maio de 2002.

Em 17 de setembro de 2003 passou a vigorar o Preço Mínimo do MAE, alterando a sistemática de estabelecimento de preços do MAE. Este passou a ser o maior valor entre o Custo Marginal de Operação determinado pelo modelo DECOMP e um valor mínimo, estabelecido pela ANEEL. O preço do MAE está ainda limitado a um teto, estabelecido por Resolução da Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE).

### **V.3 Agregação de Dados de Medição - Capítulo 4**

A medição é o processo de apuração das quantidades de produção e consumo de energia elétrica, que são agrupadas e ajustadas para possibilitar a contabilização da energia comercializada pelos agentes do MAE.

Na etapa de implementação do mercado, o registro dessas quantidades é realizado pelos agentes do MAE para utilização nos processos de contabilização. Posteriormente será implementado gradativamente um sistema de medição com aquisição automática das grandezas medidas.

No atendimento da geração ao consumo, que se efetiva pelo sistema de transmissão, ocorrem perdas de energia que são rateadas entre os agentes pela aplicação de fatores de perdas.

Na etapa de implementação estes fatores serão calculados de forma a dividir igualmente entre a produção e o consumo de cada submercado as perdas verificadas naquele submercado. O rateio das perdas entre os geradores e as cargas será feito baseado nos valores verificados destas grandezas.

Desta forma, nesta etapa os fatores de perdas da geração e da carga serão calculados sem o efeito locacional da rede de transmissão, encontrando fatores que serão aplicados igualmente entre os Agentes de produção e o mesmo ocorrerá para os Agentes de consumo. Para cada período de comercialização,

os registros de geração e de consumo serão ajustados já considerando o efeito das perdas.

Após o ajuste dos valores medidos, para cada ponto de medição, se determina o consumo líquido ou a geração líquida. No caso de um gerador, o consumo interno de sua usina e gerações embutidas de outros agentes são deduzidos do valor total medido e consumos embutidos são adicionados ao valor total medido, para que o nível real de geração corrigido possa ser determinado. Um processo análogo de obtenção de valor líquido é realizado para os medidores de consumo, adicionando as gerações embutidas e deduzindo as cargas embutidas de outros agentes.

Os totais de geração e consumo de cada Agente em cada submercado são então calculados, para serem usados em seguida no processo de contabilização.

Conforme a Resolução 261/1998 da ANEEL, a partir de 2003 as usinas participantes da CCC têm redução do subsídio correspondente à conta de Consumo de Combustíveis. A esta redução no subsídio corresponde uma redução na participação no MRE, e à inclusão destas usinas no recebimento por restrições de operação. A redução no MRE e a inclusão no recebimento por restrições é realizada de forma gradual, sendo os percentuais da seguinte ordem: 25% em 2003, 50% em 2004, 75% em 2005 e 100% de 2006 em diante.

Para usinas novas, são discriminadas também as parcelas de energia produzidas por suas unidades em teste, em relação à produção das unidades já em operação comercial. Esta distinção é importante, para usinas hidráulicas, porque a energia de teste final não é considerada nas alocações do MRE. Para usinas térmicas, a energia de teste não é considerada no cálculo dos valores a receber por restrições de operação. Entretanto, a energia de teste do Agente é incluída no cálculo de sua exposição líquida ao preço spot.

Neste capítulo são ainda calculadas as perdas internas de usinas térmicas despachadas centralizadamente, visando compatibilizar as variáveis fornecidas pelo ONS, referidas às barras das usinas, com a medição de faturamento, referida às conexões das usinas com as redes de transmissão ou subtransmissão.

#### **V.4 Penalidades - Capítulo 5**

Estão previstas nas Regras do MAE dispositivos para penalizar Agentes de Mercado que descumprirem obrigações estabelecidas pela ANEEL ou não apresentarem conduta operacional compatível com os requisitos de economicidade ou segurança do despacho de geração.

Na etapa de implementação do MAE não está sendo considerada a aplicação de todas as penalidades previstas. Paulatinamente, estarão sendo agregadas as

penalidades homologadas pela ANEEL. A aplicação de quaisquer penalidades não deve ensejar a duplicação ou conflito com aquelas constantes em outros contratos.

As regras do MAE baseiam o cálculo de penalidades operacionais no princípio de prejuízos ressarcidos, isto é, seu valor busca refletir os custos incorridos pelo sistema em razão da transgressão. Por exemplo, no caso de um não cumprimento de instruções, o valor dos prejuízos será o preço do MAE – ou seja, o custo de substituição da energia no sistema.

As penalizações atualmente constantes das Regras do MAE são:

- i. aquelas relativas à entrega dos dados de medição pelos geradores e agentes da classe consumo, conforme Procedimento de Mercado correspondente;*
- ii. insuficiência de cobertura contratual de consumo, pela qual Agentes que comercializam energia a consumidor final e que não tiverem sua carga coberta por pelos menos 95% de garantia física (usinas próprias) e/ou contratos de compra de energia com duração igual ou superior a seis meses, pagam o valor normativo por cada MWh abaixo deste limite. Este critério se aplica também a consumidores livres membros do MAE, entretanto são considerados todos os contratos de compra, e não apenas os de duração igual ou superior a seis meses.*
- iii. insuficiência de lastro de venda, pela qual Agentes que venderem energia a outros Agentes e não tiverem 100% de garantia física ou contratos de compra para lastream estes contratos, após terem atendido sua carga própria, pagam o valor normativo por cada MWh vendido a descoberto.*
- iv. indisponibilidades de usinas do MRE. No estabelecimento quinquenal de energias asseguradas, a ANEEL utiliza valores de referência para os parâmetros de indisponibilidade de usinas. Ao longo da operação das usinas, são apurados valores verificados destes parâmetros, que são comparados com os valores de referência. A usina será penalizada com redução de sua energia assegurada mensal se for constatada deterioração da disponibilidade média da usina.*

As hipóteses de transgressão de regras técnicas, a serem implementadas em etapas futuras do MAE, estão descritas a seguir:

- i. Não cumprimento das instruções de despacho do ONS por um gerador*

Na definição do descumprimento da instrução de despacho do ONS, para fins de aplicação de penalidade, se faz necessária a caracterização das seguintes situações:

- As instruções de despacho definidas para cada unidade geradora, por período de comercialização são comparadas com as gerações verificadas de cada unidade geradora dos mesmos períodos de comercialização;
- Serão estabelecidos os limites máximo e mínimo de variação para cada usina visando proporcionar uma margem de erro ao gerador.

*ii. Falsas declarações e redeclarações de disponibilidade*

Em caso de falsa declaração ou redeclaração de disponibilidade serão aplicadas penalidades aos geradores. A precisão da declaração de disponibilidade é fundamental para a programação otimizada dos recursos eletro-energéticos a ser conduzida pelo ONS.

Serão implementados mecanismos de verificação da disponibilidade, dentro dos procedimentos do ONS, através de testes regulares aplicáveis aos geradores.

Caso o gerador seja reprovado no teste, não haverá nenhum ajuste imediato em sua disponibilidade. O gerador poderá consertar o defeito e redeclarar um nível de disponibilidade coerente com suas reais capacidades; e dentro do prazo estabelecido, o ONS pode solicitar um segundo teste para assegurar que a unidade geradora é capaz de gerar no nível redeclarado. Se a unidade geradora for reprovada no segundo teste, sua disponibilidade será ajustada de acordo com sua geração real e uma penalidade retroativa será aplicada.

*iii. Entrega de dados de medição fora do prazo ou com qualidade não aceitável*

Com relação à medição, as penalidades serão aplicáveis quando determinado Agente não fornecer seus dados medidos necessários ao sistema de medição no prazo, ou mesmo quando estes dados forem classificados como incompletos ou incorretos. A aplicação da penalidade é mensal e será adicionada aos pagamentos no caso de distribuidores / comercializadores, ou subtraída dos recebimentos no caso de um gerador no MAE.

*iv. Não cumprimento das instruções do ONS por um ofertante de redução de carga*

No caso de um ofertante de redução de carga não cumprir sua instrução de redução de consumo, os pagamentos que a ele seriam

feitos pelo período de redução serão cancelados, a critério do CAD não havendo quaisquer penalidades adicionais, uma vez que o mesmo estará exposto ao preço do MAE, podendo possivelmente pagar mais que o preço de seu contrato bilateral.

### **V.5 Encargos de Serviços do Sistema - Capítulo 6**

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são os valores destinados à recuperação dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema para o atendimento do consumo e que não estão incluídos no Preço MAE. A recuperação dos custos dos serviços do Sistema é efetuada por submercado e pago por todos os agentes de consumo do MAE pelo consumo medido correspondente, contratado ou não no submercado onde está localizado o seu consumo.

Os custos e pagamentos a serem incluídos como ESS estão descritos a seguir. Nesta lista estão incluídas as receitas obtidas da aplicação das penalidades, que reduziriam o total de custos alocados nos ESS.

- *Custos de restrições de operação*
- *Pagamentos da capacidade adicional*
- *Custo dos serviços auxiliares*
- *Custo de serviços de testes de disponibilidade*
- *Pagamentos aos ofertantes de redução de carga*
- *Receitas advindas da aplicação de penalidades*

Na etapa de implementação do MAE serão considerados nos ESS apenas os custos de restrições de operação, a prestação de serviços auxiliares e as receitas obtidas da aplicação de penalidades referentes à entrega dos dados de medição pelos agentes e por insuficiência de cobertura contratual e/ou de lastro de venda. Estes componentes dos ESS são descritos a seguir:

#### *i. Custos de Restrições de Operação*

Este custo corresponde ao ressarcimento efetuado para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. Os custos totais decorrentes dessas restrições são determinados pela soma dos pagamentos aos geradores que atenderam ao consumo e os que deixaram de gerar. Na etapa de implementação do MAE, terão direito a receber por restrições de operação apenas as usinas não participantes do MRE, as usinas térmicas não classificadas como usinas emergenciais e a parte não reembolsável (liberada) das usinas da CCC. A recuperação de seus custos será feita exclusivamente através dos ESS pela diferença entre seu custo e o Preço MAE, considerando-se, para a

parcela não coberta por subsídio, o despacho “ex-ante” por patamar dos modelos de otimização e a geração verificada. O rateio dos custos destas restrições depende do tipo das mesmas: se elas forem do tipo “local”, isto é, atingiram apenas um submercado, o custo total será rateado entre a demanda daquele submercado; se forem do tipo “subsistema”, isto é, atingiram mais de um submercado, o custo total será rateado entre a demanda dos submercados envolvidos.

*ii. Prestação de serviços ancilares*

Nos termos do determinado na Resolução ANEEL 265/2003, os Agentes de Mercado prestadores de Serviços Ancilares serão pagos através do MAE nos seguintes casos:

- Reserva de Prontidão: As despesas de combustível utilizado por usinas térmicas quando em reserva de prontidão serão ressarcidas através do ESS, após auditoria e aprovação pela ANEEL.
- Investimento para prestação de serviços ancilares: usinas em operação que realizarem investimentos para aquisição ou substituição de equipamentos destinados à prestação de serviços ancilares será ressarcido através do ESS, também após auditoria e aprovação pela ANEEL.
- Suporte de Reativo: usinas convocadas pelo ONS a atuar como compensador síncrono e, nessa condição, injetarem ou absorverem energia reativa do sistema interligado, serão remuneradas com base no montante de energia reativa produzida ou consumida.

*iii. Receitas advindas da aplicação de penalidades*

Os valores obtidos com a aplicação das penalidades aos Agentes do MAE referentes à entrega dos dados de medição dos geradores e dos agentes da categoria consumo, em cada submercado, serão deduzidos dos Encargos de Serviços do Sistema pagos pelos Agentes de consumo.

O custo total de ESS poderá ainda ser abatido pela alocação de sobras de excedente financeiro (ver seção V.7) , e pelos recursos arrecadados nas penalizações por insuficiência de cobertura contratual e de lastro de venda, se houver.

O ESS será pago no MAE pelos Agentes de Mercado concessionários ou permissionários de Distribuição ou Transmissão, relativamente a todas as cargas conectadas as suas redes, independentemente de qual agente comercializa energia com essas cargas. Estes Agentes repassam as despesas de ESS via Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou de Transmissão (TUST), conforme o caso. Comercializadores e Consumidores Livres pagam

ESS no MAE somente por suas cargas que estiverem conectadas a redes de transmissão ou distribuição pertencentes a empresas não participantes do MAE.

## **V.6 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) - Capítulo 7**

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. Seu objetivo é garantir que todos os geradores participantes do MRE comercializem a Energia Assegurada que lhes foi atribuída pela ANEEL, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas participantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo por imposição do despacho ótimo do sistema. As energias de teste finais produzidas por usinas participantes do MRE não são incluídas no rateio, e são vendidas diretamente ao preço spot pelo proprietário da usina.

A geração das usinas hidrelétricas e térmicas que tenham direito legal à CCC (conta de consumo de combustível), conforme critérios estabelecidos pelo ONS estão sujeitas ao despacho centralizado, que considera quais usinas estarão em condições de geração. Os despachos destas usinas produzem a minimização dos custos operativos e o menor custo marginal, em vista das aflúncias hidrológicas e armazenamento de água dos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições do sistema de transmissão.

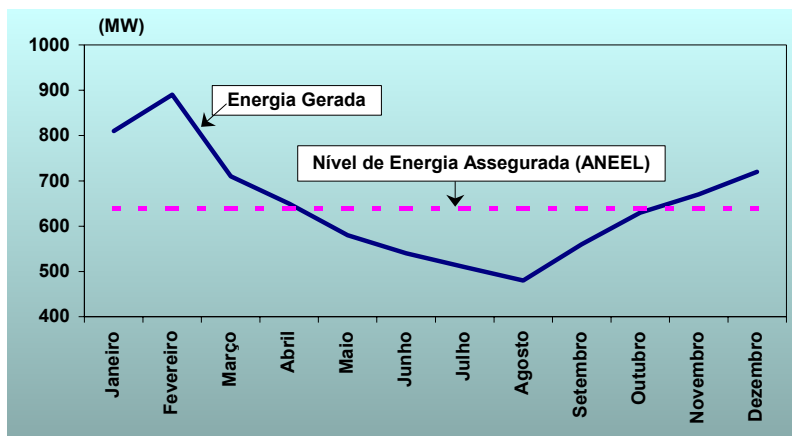
Desta forma, os geradores sujeitos ao despacho centralizado não têm controle sobre seu nível de geração para atender aos seus compromissos de venda baseados na Energia Assegurada, que é a quantidade de energia que o gerador pode comprometer (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo. A energia assegurada de cada gerador é estabelecida pela ANEEL nos contratos de concessão.

O MRE busca assegurar que todos seus participantes recebam os respectivos volumes de energia assegurada, independentemente da otimização do despacho do sistema.

O MRE abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado, e as usinas térmicas com despacho centralizado, contempladas nos Contratos Iniciais e que tenham seus custos de combustível cobertos pela CCC (Conta de Consumo de Combustível Fósseis). A partir de 2003 as usinas da CCC participam apenas parcialmente do MRE, em função da redução gradual do subsídio. Os percentuais de participação serão: 75% em 2003, 50% em 2004, 25% em 2005. A partir de 2006, não haverá mais o subsídio para estas usinas, que estarão então totalmente fora do MRE.

A Figura 4 a seguir apresenta um exemplo de uma usina hidráulica de 1000 MW de capacidade e a geração real média ao longo do ano em função das

condições hidrológicas do Sistema. O nível anual de Energia Assegurada determinado pela ANEEL está associado com as condições de produção que



esta usina pode fornecer ao sistema ajustado a um determinado nível de risco de atendimento ao mercado. Em outras palavras, a determinação da Energia Assegurada leva em consideração a variabilidade hidrológica à qual uma determinada usina está submetida, associado a um mercado de energia de referência calculado para um risco de atendimento pré-especificado. Este nível anual é traduzido também em base mensal (sazonalização) e modulado para cada período de comercialização.

**Figura 4 –Energia Assegurada e Geração Real**

Toda a energia produzida pelos geradores participantes do MRE, despachada por razões de otimização do sistema, ou para atender uma restrição de transmissão, será tratada da mesma forma no processo de realocação do MRE.

Apesar do MRE realocar energia prioritariamente no próprio submercado, para garantir que todos os geradores recebam sua energia assegurada, a realocação poderá ser feita entre geradores de diferentes submercados. Nesse caso, se a energia for realocada em outros submercados, com preços diferentes, isto criará riscos financeiros aos geradores. Esta exposição financeira é minimizada pela alocação do Excedente Financeiro, conforme item 5.7 referente ao capítulo VIII.

A energia gerada pelo MRE pode ser maior, menor ou igual ao total de energia assegurada das usinas participantes do MRE, conforme descrito a seguir:

- Caso a energia total gerada pelas usinas do MRE seja maior ou igual ao total de energia assegurada do MRE, todos os geradores receberão sua energia assegurada alocada, independente dos níveis individuais de energia gerada. No caso de excesso da energia total gerada em relação ao total de energia assegurada, haverá um excedente de energia no

Sistema, denominado Energia Secundária, que será também realocada entre os geradores;

- Caso a energia total gerada pelo MRE seja menor que o total de energia assegurada do MRE, não haverá energia suficiente para que todos os geradores recebam sua energia assegurada. Neste caso, será então calculado para cada participante, na proporção de sua energia assegurada, um novo valor de referência de energia assegurada, apenas para efeito do MRE, menor que a energia assegurada de cada gerador.

Para melhor esclarecimento, são apresentados a seguir os principais aspectos que orientam a operação do MRE na contabilização.

*i. Níveis de energia assegurada dos geradores por período de comercialização*

A Energia Assegurada de cada gerador é a quantidade anual de energia calculada pelo ONS e aprovada pela ANEEL, sujeita à revisão a cada 5 anos ou na ocorrência de fatos relevantes. Esta quantidade anual é transformada em base mensal (sazonalização), subdivida em blocos semanais de acordo com a geração total do MRE, e então modulada para cada período de comercialização. A energia assegurada já considera indisponibilidades programadas e de emergência (saídas forçadas), e serão adotados mecanismos de monitoramento da disponibilidade coerentes com este princípio.

*ii. Disponibilidade das usinas participantes do MRE*

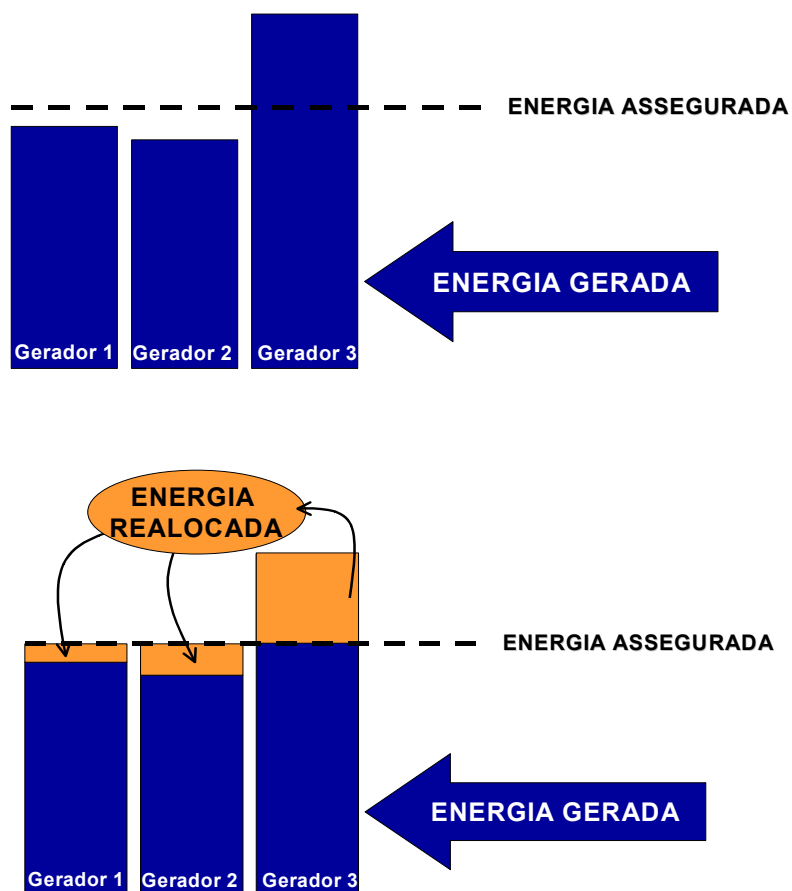
Na etapa de implementação do mercado, o MRE não será afetado pelas indisponibilidades das unidades geradoras participantes do MRE. Nas etapas posteriores será implementado um monitoramento da performance dos geradores do MRE, e conseqüentemente possíveis ajustes no direito dos geradores ao MRE, para aqueles que apresentarem valores médios abaixo das energias asseguradas de referência.

*iii. Realocação de energia assegurada*

Os geradores que produziram acima de seus níveis de energia assegurada têm seu excedente de energia cedido para aqueles geradores que produziram menos que seus níveis de energia assegurada;

A realocação de energia é realizada primeiro dentro do mesmo submercado, e caso não seja atingida a alocação completa da energia assegurada, é feita a realocação de energia de outros submercados.

Esta energia é realocada, na proporção das energias disponíveis nos outros submercados, isto é, os geradores que ainda não atingiram seu nível de Energia Assegurada recebem energia dos outros submercados proporcionalmente a sua necessidade. A Figura 5 a seguir ilustra a alocação de energia assegurada entre 3 geradores do MRE.

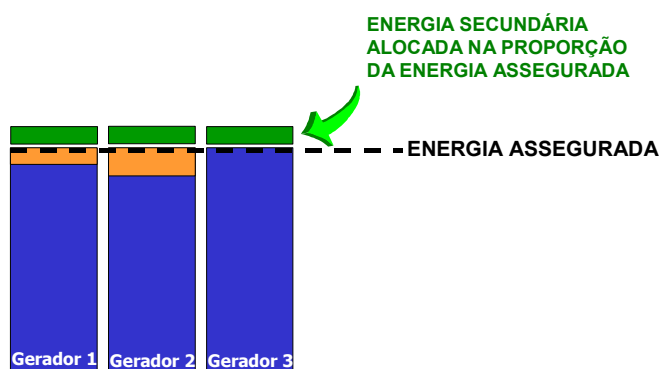


**Figura 5 – Realocação de Energia Assegurada no MRE**

*iv. Alocação de energia secundária*

O critério de rateio da energia secundária do Sistema se modifica conforme estabelecido na resolução ANEEL nº 290. No período de preços semanais ex-ante, a energia secundária é alocada a todos os geradores, na proporção de suas energias asseguradas.

Esta alocação de energia secundária, da mesma forma que para a energia assegurada, tem como prioridade a alocação do direito à energia secundária no próprio submercado. Se ainda houver direito de receber energia secundária, esta é alocada de outros submercados. A Figura 6 a seguir ilustra a alocação de energia secundária para o mesmo exemplo da Figura 5.



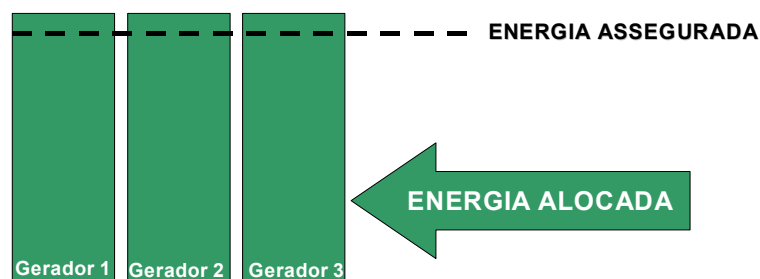
**Figura 6 – Alocação de Energia Secundária no MRE**

- v. Ressarcimento dos custos de geração da energia realocada.

O ressarcimento dos custos de geração da energia realocada é realizado para compensar os geradores que realocam energia ao sistema acima de seu montante de energia assegurada. Isto é feito através do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Os custos desta energia realocada (de todos os geradores que doam energia ao MRE) serão então totalizados e pagos por todos aqueles geradores que receberem energia do MRE.

Após todos os ajustes relativos ao MRE, incluindo a realocação da assegurada e da secundária, a energia associada com as usinas participantes do MRE é então denominada “energia alocada”. A Figura 7 ilustra para o exemplo anterior a energia alocada ao final dos processos relativos ao MRE.

Comparando as Figura 5 e 7, observa-se claramente o efeito do MRE, no qual o gerador 3 realocou sua energia para os demais geradores do sistema. Evidentemente, este efeito num outro período de comercialização qualquer seria feito em sentido inverso, ou seja, o gerador 3 poderia estar recebendo energia dos demais. Desta forma, o Sistema estaria maximizando o seu benefício energético através da troca de energia entre as usinas participantes do MRE.



**Figura 7 –Energia Alocada após o MRE**

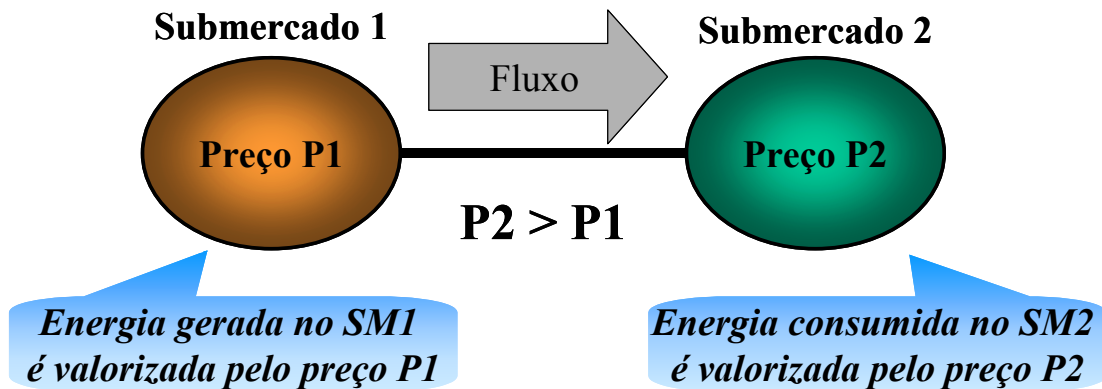
### **V.7 Alocação do Excedente Financeiro - Capítulo 8**

O Excedente Financeiro da comercialização de energia entre submercados é a diferença positiva entre o total de pagamentos e o total de recebimentos no MAE, e surge devido à diferença de preços entre os submercados.

Este excedente financeiro ocorre devido ao fluxo de energia entre submercados, porque a energia gerada é valorada ao preço do submercado onde ela foi gerada, e é paga ao preço do submercado onde a energia foi consumida. Assim, quando existe diferença de preços entre os submercados, o consumo pagará ao MAE um valor maior do que a geração receberá do MAE, pois o fluxo de energia ocorre do submercado mais barato para o mais caro. Esta diferença entre os pagamentos e recebimentos corresponde ao fluxo de energia entre os submercados multiplicado pela diferença de preços entre eles.

A diferença de preços surge quando existe uma limitação de transmissão de energia entre os submercados não permitindo que uma geração mais barata possa atender ao consumo do outro submercado (restrição de transmissão ativa). Neste caso, o submercado consumidor precisa de uma geração mais cara no próprio submercado para atender seu consumo, causando então, a diferença de preços entres estes submercados.

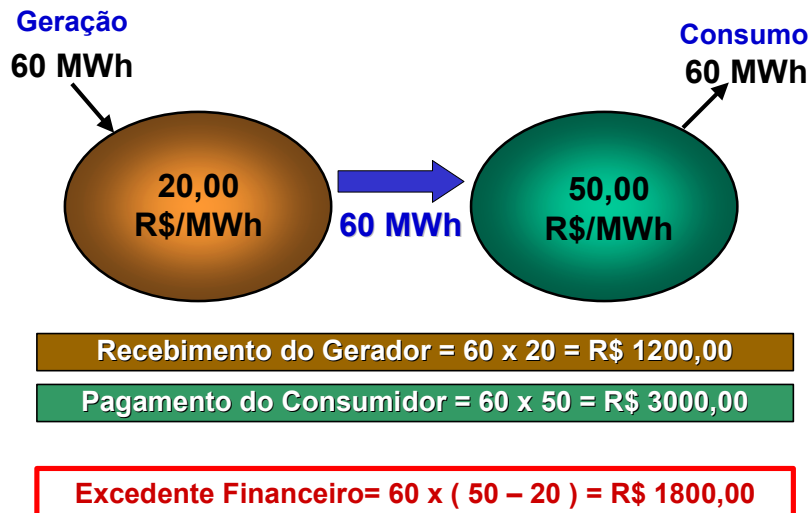
A Figura 8 a seguir ilustra o surgimento do excedente financeiro, a partir de um exemplo com diferença de preços entre submercados. A Figura 9 apresenta um exemplo bastante simples para ilustrar o conceito descrito acima.



**Figura 8 –Restrição de Transmissão e o Excedente Financeiro**

Quando surge o Excedente Financeiro no MAE pode haver agentes geradores com contratos ou energia alocada pelo MRE em outro submercado, comprando energia a preços mais elevados que suas vendas (exposição negativa de contrato) ou comprando energia a preços menores que suas vendas (exposição positiva de contrato). Desta forma, as exposições de contratos (incluindo as do MRE) são calculadas como a quantidade de energia do contrato sujeita à exposição multiplicada pela diferença de preços entre os submercados envolvidos.

A alocação do excedente financeiro busca distribuir entre os Agentes afetados este excedente de forma a cobrir ao máximo as suas exposições às diferenças de preços. Ao se estipular quais os contratos com direito a alocação do excedente financeiro se procurou mitigar os riscos não controláveis aos Agentes afetados pela diferença de preços, ou seja, não criar riscos adicionais aos agentes com contratos pré-existentes devido à criação dos submercados com a entrada do MAE.



**Figura 9 – Exemplo do Excedente Financeiro**

Conforme estabelecido na resolução ANEEL nº 290, a alocação do excedente financeiro e das exposições positivas dos agentes é destinada para o alívio de eventuais perdas financeiras dos agentes causadas por diferenças de preços entre submercados nas seguintes transações:

- i. Realocações de energias asseguradas no MRE;
- ii. Contratos iniciais entre submercados;
- iii. Contratos de Itaipu;
- iv. Parcela dos contratos de compra e venda de energia importada, assinados até 12 de agosto de 1998, considerada nos Contratos Iniciais;
- v. Os direitos de autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915, de 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.

O eventual saldo positivo do excedente financeiro e das exposições positivas dos agentes é destinado prioritariamente para a compensação de eventual saldo negativo do mês anterior e, se ainda houver saldo positivo, para a redução dos Encargos dos Serviços do Sistema. Caso ainda haja um saldo remanescente o mesmo ficará disponível para os Encargos de Serviço do Sistema.

## **V.8 Contabilização - Capítulo 9**

A sistemática de contabilização no MAE corresponde à totalização de pagamentos e recebimentos de cada agente relativa à energia transacionada no mercado de curto prazo.

No processo de contabilização de energia são identificadas e valoradas, ao preço do MAE, as diferenças entre a energia alocada do MRE ou do consumo líquido (já abatidas as perdas) de cada agente e seus volumes contratuais registrados no MAE. O resultado deste processo define o pagamento ou recebimento de cada Agente.

A contabilização de energia de cada Agente é calculada por período de comercialização. Ao final de cada mês, os cálculos de todos os períodos serão realizados e somados, resultando num valor total para cada agente, que será posteriormente liquidado.

Os contratos serão considerados no submercado que o comprador escolher. Conseqüentemente, se o vendedor estiver localizado em outro submercado, ele se torna vendedor líquido neste submercado, e um comprador líquido no submercado em que o contrato está registrado. A Figura 10 ilustra esta situação da contabilização dos Agentes com contratos em submercados diferentes.

### **i. Contabilização dos Geradores**

Na primeira etapa do MAE, a contabilização de cada gerador inclui, além da compra ou venda de energia ao preço do MAE, em cada submercado, e dos ajustes relativos às disputas já resolvidas, os seguintes pagamentos:

- Energia alocada do MRE
- Alocação de Excedente Financeiro
- Encargos de Serviços do Sistema (e.g. restrições operativas)
- Penalidades a serem pagas pelo gerador

### **ii. Contabilização dos Distribuidores/Comercializadores**

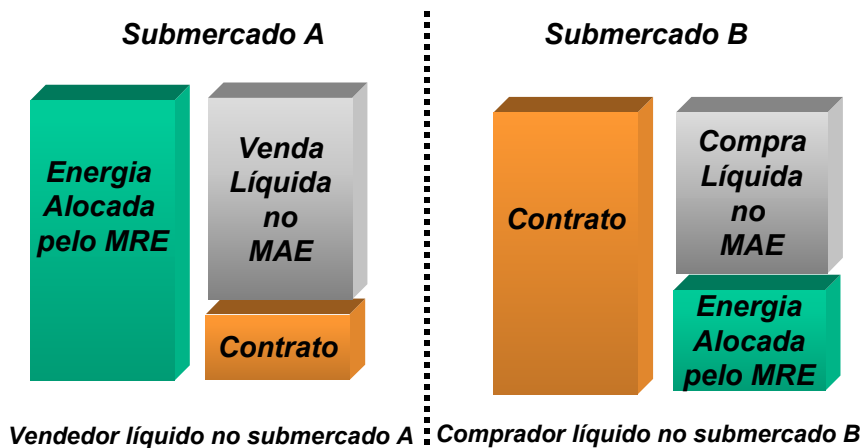
A contabilização dos D/Cs inclui: compra ou venda de energia ao preço do MAE em cada submercado; os ajustes relativos às disputas já resolvidas; os pagamentos referentes aos encargos de serviços do Sistema; e as penalidades de medição.

As regras do MAE incluem um Fator de Ajuste Financeiro, concebido para garantir que, a cada período de comercialização, os pagamentos totais sejam iguais aos recebimentos totais. Qualquer desvio será ajustado, por este fator, no

sistema de contabilização, para eliminar os efeitos de arredondamentos nos cálculos computacionais.

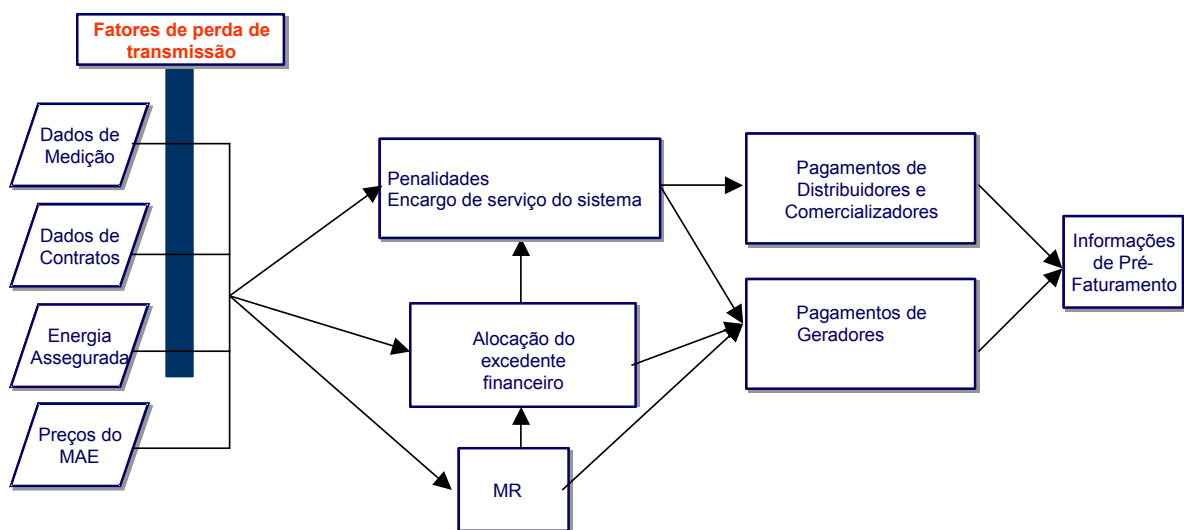
### Contabilização de um Gerador

- *localizado no submercado A; e com contrato no submercado A e B*



**Figura 10 – Contabilização considerando os Submercados**

Após a etapa de contabilização, onde são identificados os pagamentos ou recebimentos dos Agentes do MAE, ocorrerá a liquidação financeira. Os contratos registrados no MAE serão liquidados, fora do MAE, entre as partes contratantes. A base de liquidação destes contratos irá depender das condições implementadas em cada contrato. A Figura 11 apresenta uma visão simplificada dos dados e processos envolvidos na contabilização do MAE até a obtenção da pré-fatura.



**Figura 11 – Visão Geral do Processo de Contabilização**

### **V.9 Interconectores – Capítulo 10**

Caracteriza-se como interconector o Agente que detém autorização para importar e/ou exportar energia elétrica através do Sistema Interligado. Assim a regra de interconexão contém critérios para administrar os fluxos de entrada e saída de energia do Brasil, abrangendo os contratos existentes e os que vierem a ser firmados.

O interconector que tiver apenas autorização de importação será tratado com usina térmica, devendo declarar dados de disponibilidade e preço, sendo a inflexibilidade considerada nula.

O processo para a otimização em tempo real dos fluxos entre Brasil e países vizinho interconectados e, portanto, a operação para cada interconector, será regido por protocolos firmados entre o ONS e a entidade correspondente no sistema vizinho.

### **V.10 Encargos de Capacidade - Capítulo 11**

O encargo de capacidade é um valor a ser pago ao MAE, que tem por objetivo diminuir o impacto sobre o preço de mercado de uma eventual falta de capacidade de produção no mercado. Tal encargo é pago pelos consumidores de energia aos geradores.

A Resolução da ANEEL nº 290/2000 estabelece que a forma de cálculo do encargo de capacidade deverá ser submetida pelo MAE à homologação da ANEEL, visando possibilitar a sua implantação a partir da 3ª etapa do MAE, e deverá refletir as premissas constantes do “Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do Mercado”, anexo ao Acordo de Mercado. Na fase de implementação do MAE, portanto, não haverá cobrança de encargo de capacidade.

### **V.11 Modulação - Capítulo 12**

A modulação é o processo pelo qual os valores mensais de energia dos Contratos Iniciais e de energia assegurada das unidades geradoras são discretizados em valores por período de comercialização.

As regras relativas à modulação são necessárias, pois os valores dos Contratos Iniciais e de Energia Assegurada das unidades geradoras estabelecidas pela ANEEL são valores anuais médios (MWh). Estes montantes são sazonalizados

em valores mensais e convertidos em valores por patamar pela regra de modulação. Todas as energias asseguradas, e os contratos iniciais que serão modulados ex-post e cuja parte compradora é um Distribuidor/Comercializador, serão preparados para a modulação através da subdivisão do valor mensal sazonalizado em blocos semanais. As energias asseguradas serão subdivididas de acordo com a geração total do MRE em cada semana, e os contratos iniciais serão subdivididos conforme o consumo da parte compradora em cada semana.

O processo de modulação considera os valores de energia assegurada determinados para cada usina no centro de gravidade do submercado, onde a usina está localizada, aplicando-se fatores de perdas para as energias asseguradas. Para as energias asseguradas comprometidas com os Contratos Iniciais são atribuídas as perdas do gerador determinadas no contrato inicial.

Os Contratos Iniciais celebrados entre Geradores têm direito de ter modulação informada ex-ante, de comum acordo entre partes contratantes. Os demais Contratos Iniciais podem ser modulados ex-ante pela parte compradora unilateralmente. Nos casos em que a modulação destes contratos não tiver sido registrada, ou tiver atendido às condições de validação, o contrato será modulado, em horários de ponta, no limite da Potência Contratada, e o resto do montante mensal sendo distribuído uniformemente pelos horários fora de ponta.

A parcela de geração fora do MRE comprometida com os Contratos Iniciais, é modulada observando os valores verificados de geração de suas usinas fora do MRE e também a capacidade máxima de geração destas usinas.

As energias asseguradas comprometidas com Contratos Iniciais são moduladas por patamar de carga semanal, de modo a garantir a coincidência semanal com os Contratos Iniciais do gerador, abatido das energias das usinas fora do MRE comprometidas com os Contratos Iniciais, das energias asseguradas comprometidas com Contratos Iniciais das usinas submotorizadas e da Energia Assegurada de Itaipu Comprometida com Contratos Iniciais do Gerador.

As parcelas de energia assegurada não comprometida com Contratos Iniciais são chamadas de energia assegurada livre e são moduladas prioritariamente para o patamar de carga pesada, respeitando o total de potência efetiva de cada gerador. Se restar energia assegurada livre, esta será atribuída aos patamares de carga leve e média, sendo modulada de acordo com o perfil de geração das usinas do MRE.

A modulação fornece os dados de volumes dos Contratos Iniciais por período de comercialização que serão utilizados na alocação de Excedente Financeiro e no processo de contabilização, e também os volumes de energia assegurada por período de comercialização, que servem de referência para os cálculos do MRE.