

DESCRIÇÃO / EXPLICAÇÃO REGRAS DE MERCADO

ETAPA DE IMPLEMENTAÇÃO
PREÇOS SEMANAIS

1 DEFINIÇÕES E INTERPRETAÇÃO

DESCRIÇÃO GERAL

As regras discutidas neste capítulo estabelecem os significados e as convenções matemáticas usadas nas fórmulas e nas outras expressões algébricas contidas nas Regras do MAE.

1.1 Uso de Símbolos e Outras Expressões

O subitem 1.1.1 estabelece os significados dos símbolos usados nas fórmulas e nas expressões algébricas encontradas nas Regras do MAE. Estes definem as dimensões, para as quais cada uma das variáveis contidas nas regras do MAE é aplicada.

O subitem 1.1.2 determina as regras gerais matemáticas padrão, assim como as convenções que devem ser aplicáveis a todas as fórmulas e expressões algébricas encontradas nas Regras do MAE.

1.2 Uso de Somatórios

O item 1.2 estabelece os somatórios e os seus respectivos significados que são usados nas fórmulas e nas expressões algébricas contidas nas Regras do MAE. Estes somatórios têm uma aplicabilidade geral nas regras como um todo. Além disto, outros somatórios específicos são descritos junto a determinadas equações nas regras, visando descrever somatórios não “convencionais”.

2 PROVISÃO DE DADOS

DESCRIÇÃO GERAL

As regras que estão documentadas neste capítulo disciplinam a entrada de dados no MAE. Estes dados são usados nos outros capítulos das Regras do MAE. Um resumo dos dados fornecidos por este capítulo segue abaixo:

ACRÔNIMO	NOME DA VARIÁVEL	QUEM FORNECE	ONDE É USADA NAS REGRAS
CAP_i	Potência Instalada	Geradores	Capítulo 12 – Modulação
CG_{sgj}	Geração Contratada	Derivada dos dados fornecidos pelos Comercializadores	Capítulo 9 – Contabilização
CQ_{ej}	Quantidade Contratada	Comercializadores (Geradores ou Distribuidores)	Capítulo 2 – Dados de Entrada
CUSTO_MRE	Custo Variável da Usina para Trocas de Energia no MRE	ANEEL	Capítulo 3 – Preço do MAE Capítulo 7 – MRE
DCG_{srj}	Geração Contratada do Comercializador	Derivado dos dados fornecidos pelos comercializadores	Capítulo 9 – Contabilização
DESS_F_{pj}	Sinalizador de Direito de Pagamento por Restrições de Operação	MAE	Capítulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema
DISPG_{sgm}	Ajuste Mensal de Disputa do Gerador	MAE	Capítulo 9 – Contabilização
DISPR_{srm}	Ajuste Mensal de Disputas do Distribuidor / Comercializador	MAE	Capítulo 9 – Contabilização
EAIMP_{gslj}	Energia Importada de Inter Entre Submercados	MAE	Capítulo 8 – Alocação do Excedente Financeiro
FIC_{ij}	Consumo Interno	Geradores	Capítulo 4 – Agregação de Dados

ACRÔNIMO	NOME DA VARIÁVEL	QUEM FORNECE	ONDE É USADA NAS REGRAS
INC_i	Custo de Operação	Geradores	Capítulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema
MASS_{pm}	Energia Assegurada Mensal	MAE	Capítulo 12 – Modulação
MEAAUT_{gslm}	Energia Mensal de Autoprodução Entre Submercados	Geradores	Capítulo 8 – Alocação do Excedente Financeiro
MEADE_{gslm}	Energia Mensal de Direitos Especiais Entre Submercados	Geradores	Capítulo 8 – Alocação do Excedente Financeiro
MGICL_{gm}	Perdas Mensais de Geração de Contrato Inicial	MAE	Capítulo 12 – Modulação
MICE_{em}	Energia Mensal de Contrato Inicial	MAE	Capítulo 12 – Modulação
MICPL_{gm}	Perdas Mensais de Potência de Contrato Inicial	MAE	Capítulo 12 – Modulação
MPG_{sgm}	Penalidade de Medição a Geradores	MAE	Capítulo 2 – Dados de Entrada Capítulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema Capítulo 9 – Contabilização
MPR_{srm}	Penalidade de Medição a Distribuidores / Comercializadores	MAE	Capítulo 2 – Dados de Entrada Capítulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema Capítulo 9 – Contabilização
MRL_{ij}	Nível de Inflexibilidade	Geradores	Capítulo 10 - Interconectores
NERMICE_{gm}	Energia Mensal do Contrato Inicial Fora do MRE	MAE	Capítulo 12 – Modulação

ACRÔNIMO	NOME DA VARIÁVEL	QUEM FORNECE	ONDE É USADA NAS REGRAS
PC_IT_{em}	Potência Contratada de Itaipu	MAE	Capítulo 7 – Mecanismo de Realocação de Energia
REST_F_{pa}	Sinalizador de Tipo de Restrição	ONS	Capítulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema
TEST_F_{ij}	Sinalizador de Fase de Teste	ONS	Capítulo 4 – Dados de Medição
UDA_{ij}	Disponibilidade Declarada da Unidade	Geradores	Capítulo 5 – Penalidades
UEAAUT_{gsij}	Energia Não Ajustada de Autoprodução Entre Submercados	Geradores	Capítulo 8 – Alocação do Excedente Financeiro
UEADE_{gsij}	Energia Não Ajustada de Direitos Especiais Entre Submercados	Geradores	Capítulo 8 – Alocação do Excedente Financeiro
URA_{ij}	Disponibilidade Verificada da Unidade	ONS	Capítulo 5 – Penalidades
XA_CMO_{sj}	Custo Marginal de Operação Ex-Ante	MAE	Capítulo 3 – Preço do MAE
XA_U_{ij}	Geração Sem Restrições Ex-Ante	MAE	Capítulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema
XP_CLF_{ij}	Fator de Perda de Consumo	MAE	Capítulo 4 – Dados de Medição
XP_GLF_{ij}	Fator de Perda de Geração	MAE	Capítulo 4 – Dados de Medição Capítulo 5 – Penalidades Capítulo 12 - Modulação

2.1 Parâmetros Determinados pelo Conselho do MAE

A seção 2.1 estabelece que o Conselho do MAE deverá determinar os valores de diversos parâmetros que controlam a operação das Regras do MAE. A lista completa destes parâmetros se encontra no Apêndice B.

2.2 Parâmetros Determinados pela ANEEL

O item 2.2.1 estabelece que a ANEEL deverá determinar os valores de diversos parâmetros que controlam a operação das Regras do MAE. A lista completa destes parâmetros encontra-se no Apêndice C.

2.3 Dados das Usinas

A seção 2.3 determina os dados que devem ser fornecidos em relação a uma Usina.

O item 2.3.1 estabelece que estes dados devem ser iguais aos informados ao ONS para fins operacionais. O item 2.3.2 define o entendimento da expressão “unidade geradora”.

O item 2.3.3 ressalta que os custos variáveis de operação e manutenção de usinas hidráulicas, que são usados para determinar a compensação de energia realocada através do MRE, devem ser fornecidos pela ANEEL. O item 2.3.4 trata especificamente de dados de usinas pertencentes a consórcios de geração.

A seguir, esta seção disciplina os Dados da Unidade Geradora que estão relacionados aos:

- Custos de usinas térmicas (2.3.5-2.3.6) – cada gerador deve fornecer o Custo de Operação de suas Unidades Geradoras Térmicas. O Custo de Operação das Unidades Geradoras Térmicas deverá incorporar todos os diferentes componentes dos custos totais de operação. Para usinas participantes da CCC, a ANEEL deverá estabelecer um valor máximo para esta variável. Um procedimento de mercado irá definir a frequência com que os dados de custo deverão ser submetidos.
- Dados dinâmicos da Unidade Geradora (2.3.7) – a dinâmica das usinas não será utilizada nestas Regras de Implementação do MAE
- A Disponibilidade técnica ofertada (2.3.8) – estabelece os requisitos de dados e regras para um Gerador, relativos à declaração de disponibilidade de suas Unidades Geradoras. No caso de usinas hidráulicas, a disponibilidade técnica se refere à capacidade elétrica da usina,

independente do nível do reservatório. Os dados de Disponibilidade são usados na determinação da programação sem restrições ex-ante.

- A Disponibilidade Técnica Re-ofertada (2.3.9) – este dado não será utilizado nestas Regras de Implementação do MAE.
- Inflexibilidade Declarada (2.3.10-2.3.11) – são dados que serão fornecidos, conforme Procedimento de Mercado correspondente, para representar restrições de inflexibilidade resultantes de restrições hidrológicas, contratos “take or pay” de combustível e etc. Estas são traduzidas nos termos de um “nível de inflexibilidade” que é o nível mínimo de geração que uma Unidade Geradora deve manter para atender a sua restrição de inflexibilidade. Quando tais restrições não estiverem presentes, os Geradores submeterão um nível de inflexibilidade igual a zero. As declarações de inflexibilidade devem estar baseadas somente em restrições operacionais e não em circunstâncias comerciais. Para as Unidades Geradoras participantes da CCC, a ANEEL deverá determinar o valor máximo de Nível de Inflexibilidade que deverá ser aceito.
- Consumo Interno (2.3.12) – este valor, fornecido pelos geradores, conforme Procedimento de Mercado correspondente, representa o consumo interno, em MWh, de cada unidade geradora registrada no MAE.
- Potência Instalada (2.3.13) – este valor representa a capacidade máxima da unidade geradora. Este valor deverá ser informado pelo Gerador de acordo com o Procedimento de Mercado correspondente.
- Sinalizador de Direito a Pagamento por Restrições de Operação (2.3.14) – indica, para cada usina em cada período de comercialização, se a usina tem ou não direito a receber o Pagamento por Restrições de Operação, calculado na Seção 6.2.1 das Regras Algébricas. Esta variável é registrada pelo MAE, de forma a que somente usinas térmicas e interconectores que estejam fora do MRE e que não sejam classificadas como usina emergencial tenham o referido direito.

2.4 Dados dos Ofertantes de Redução de Carga

Os Dados dos Ofertantes de Redução de Carga não serão utilizados nestas Regras de Implementação do MAE.

2.5 Previsão de Carga

A seção 2.5 estabelece que será de responsabilidade do ONS preparar as previsões de carga para cada submercado e disponibilizá-las para o MAE conforme o Acordo Operativo MAE/ONS.

2.6 Forma das Programações Sem Restrições

A seção 2.6 estabelece as responsabilidades do MAE na produção da Programação Sem Restrições Ex-Ante. O Apêndice D estabelece o processo de utilização do modelo de otimização para a formação do preço do MAE. Conforme o Capítulo 3, nesta fase de implementação das Regras do MAE apenas os Modelo NEWAVE e DECOMP estarão disponíveis.

2.7 Dados Derivados das Programações Sem Restrições

A seção 2.7 determina quais dados devem ser extraídos do resultado da Programação Sem Restrições Ex-Ante. Os dados são os seguintes: o Custo Marginal de Operação Ex-Ante, para cada Submercado e por patamar de carga e a Geração Sem Restrições Ex-Ante, para cada Usina Térmica e por patamar de carga.

2.8 Dados Operacionais

A seção 2.8 estabelece os dados a serem fornecidos pelo ONS para o MAE em relação às instruções operacionais. Os dados são os seguintes: Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora, Total de Horas do Patamar, Sinalizador de Teste (indicando se uma unidade geradora está ou não em fase de teste), e o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial para usinas hidráulicas em fase de motorização. Além destes, o ONS fornece informações para a determinação do Sinalizador de Tipo de Restrição, que indicará para cada usina em cada patamar de carga, se a usina sofreu restrição de operação do tipo "Local", ou seja, a restrição atingiu apenas o submercado da usina, ou se a restrição foi do tipo "Subsistema", isto é, a restrição atingiu mais de um submercado.

O ONS transferirá os arquivos correspondentes, contendo os dados especificados acima, em forma e frequência estabelecidas conforme Acordo Operativo MAE/ONS.

2.9 Dados de Medição e Fatores de Perdas

O item 2.9.1 estabelece os requisitos de dados relativos a Fatores de Perdas de Geração e Fatores de Perdas de Consumo, por Submercado e por período de comercialização.

O item 2.9.2 estabelece os princípios relativos a Fatores de Perdas de Geração e Fatores de Perdas de Consumo:

- Fatores de perdas serão calculados respeitando a proporção de 50% das perdas totais para os geradores e 50% para os distribuidores/comercializadores para cada Submercado, por período de comercialização;
- As perdas na Rede Básica estarão integralmente representadas nos fatores de perdas;
- As perdas de Itaipu serão integralmente assumidas pelos quotistas.

O item 2.9.3 estabelece que, para as Energias Asseguradas e Potências Asseguradas, que estão comprometidas com os Contratos Iniciais, deverão ser aplicados os fatores de perda contemplados nos Contratos Iniciais. Para cada Mês de Apuração, os Fatores de Perda de Geração e de Potência dos Contratos Iniciais, serão calculados para cada Gerador com base nas informações fornecidas no item 2.10.5.

2.10 Registro de Contratos

Os itens 2.10.1 e 2.10.2 estabelecem as responsabilidades do MAE e os parâmetros para o estabelecimento e a manutenção de um Registro de Contratos para cada Submercado. O processo nesta seção ocorre em dois estágios:

- Cada Relacionamento Comercial entre duas partes será identificado separadamente, e uma parte será identificada como comprador e a outra como vendedora. Todos os Relacionamentos Comerciais serão registrados no submercado que o comprador escolher, e deverá conter o montante contratado por período de comercialização;
- Os montantes contratados em cada Relacionamento Comercial, serão fornecidos no Centro de Gravidade do Submercado que o comprador escolher, observando o prazo limite para o fornecimento dos referidos dados, conforme Procedimento de Mercado correspondente.

O item 2.10.3 determina a quantidade de energia vendida sob contrato por um gerador, por Submercado, por período de comercialização, através da comparação dos volumes por ele comercializados como comprador e como vendedor. Analogamente, o item 2.10.4 determina a quantidade de energia adquirida sob contrato por um comercializador, por Submercado e por período de comercialização.

O item 2.10.5 disciplina o fornecimento de dados relativos a Contratos Iniciais. Nos subitens (a),(b), e (c) é estabelecida a obrigação do MAE de registrar os dados pertinentes que resultam do processo de sazonalização descrito no Apêndice H.

O subitem 2.10.5 (d) trata especificamente do Sinalizador de Modulação de Contratos Iniciais (MMCI_F). O Sinalizador será: “D” para relacionamentos comerciais entre Distribuidores/Comercializadores, “G” para relacionamentos comerciais em que a parte compradora seja um Gerador, e “P” para o demais casos.

O subitem 2.10.5(e) estabelece o Sinalizador de Acordo de Modulação, que irá representar o direito à modulação ex-ante de contratos com MMCI_F igual a “D”, ou “G”, e contratos com MMCI_F igual a “P” desde que tenham demanda contratada igual a zero naquele Mês de Apuração. Para exercer tal direito, as partes contratantes deverão formalmente comunicar o MAE que entraram em acordo para a modulação de seu contrato inicial.

O subitem 2.10.5(f) estabelece as condições de validação para a modulação ex-ante de contratos iniciais que têm acordo de modulação. E o subitem 2.10.5(g) cria o Sinalizador de Modulação Ex-Ante, que será ativado quando a modulação ex-ante de contratos com acordo atender as condições de validação.

O item 2.10.6 especifica o tratamento da energia de Itaipu nas Regras do MAE. Cada distribuidor/comercializador ou gerador que tem uma quota parte de Itaipu é considerado como um gerador virtual (para fins de contabilização) e como uma usina virtual (para o MRE e para os processos de medição). Neste item é determinada a Potência Contratada de Itaipu (PC_IT_{em}), assim como o Sinalizador da Quota de Geração de Itaipu (VQGIT_F), o qual será 1 (um) se houver Relacionamento Comercial entre uma Quota de Geração de Itaipu e um Gerador e 0 (zero) em caso contrário. O Contrato de Itaipu será igual ao montante de energia alocada após o MRE para cada uma das quotas partes, por período de comercialização. Finalmente, define a responsabilidade do MAE em identificar o Agente Proprietário do Excedente de Itaipu *sub judice*, ao qual será atribuído o Excedente de Itaipu *sub judice* (ver seção 7.7).

2.11 Registro das Quantidades de Exposição para Alocação do Excedente Financeiro

O item 2.11.1 estabelece as responsabilidades do MAE e os parâmetros para o estabelecimento e a manutenção de um registro de quantidades mensais que terão direito a alívio de exposição. Estas quantidades são relativas a contratos onde a geração produzida em um Submercado é vendida em outro Submercado. As mesmas serão comparadas com a soma dos valores de exposição no mês no capítulo 8 a fim de se obter os valores efetivos que terão o direito a alívio. O registro conterá dados de exposições, registradas pelo MAE com base nos contratos registrados pelos agentes, relativas a Energia Mensal de Autoprodução entre Submercados e Energia Mensal de Direitos Especiais referente à venda de energia produzida pelas Usinas listadas no Apêndice G.

O item 2.11.2 estabelece uma Data Limite para o Registro das Quantidades de Exposições para Alocação do Excedente Financeiro. As quantidades descritas no item 2.11.1 devem ser registradas anualmente até o décimo dia útil do mês de dezembro do ano vigente, para cada mês do ano seguinte.

2.12 Registro do Alívio de Exposição de Contratos Iniciais

A seção 2.12 estabelece que os valores de Energia de Contratos Iniciais entre Submercados por período de comercialização, j , serão iguais aos valores de Contrato Inicial modulados, calculados conforme o Capítulo 12.

2.13 Registro do Alívio de Exposição de Contratos de Itaipu

A seção 2.13 estabelece que os valores de Energia de Itaipu entre Submercados por período de comercialização, j , serão sempre iguais à quantidade contratada (CQ), determinada em 2.10.6 (d).

2.14 Registro do Alívio de Exposição de Energia Importada

A seção 2.14 estabelece que os valores de Energia de Importação entre Submercados por período de comercialização, j , serão iguais a um percentual do total de contratos iniciais de venda do gerador com direito a alívio de exposição de importação, e registrados no submercado de destino da importação, que por sua vez deve ser diferente daquele onde se localiza o interconector. Este percentual é calculado com base no montante de energia importada, considerado na quantificação dos contratos iniciais daquele gerador, oriundos do processo de sazonalização. Ver a definição de P_IMP_{gm} no Apêndice A das Regras do MAE.

2.15 Registro do Alívio de Exposição de Autoprodução e Direitos Especiais

A seção 2.15 estabelece que os valores de Energia Não Ajustada de Autoprodução entre Submercados por período de comercialização, j , serão iguais à soma dos contratos de autoprodução registrados naquele período. Os mesmos serão comparados, no capítulo 8, com o valor mensal (MEAAUT) estabelecido na seção 2.11 a fim de se obter os valores efetivos que terão direito ao alívio.

A seção 2.15 estabelece também que os valores de Energia Não Ajustada de Direitos Especiais entre Submercados por período de comercialização, j , serão iguais à soma dos contratos registrados pelo Gerador naquele período, e qualificados para alívio de exposição. Têm direito a alívio os contratos entre o Agente correspondente ao consórcio da Usina, e os sócios – e seus

sucessores – dessa usina, registrados em submercados distintos daquele onde a Usina está. Tais valores serão comparados, no capítulo 8, com o valor mensal (MEADE) estabelecido na seção 2.11 a fim de se obter os valores efetivos que terão direito ao alívio.

2.16 Custo de Serviços Ancilares e de Ofertantes de Redução de Carga

Os Custos de Serviços Ancilares e Ofertantes de Redução de Carga não serão utilizados nestas Regras de Implementação do MAE.

2.17 Ajustes de Disputa

A seção 2.17 define as responsabilidades do MAE no fornecimento de valores relativos ao Ajuste Mensal de Disputas do Gerador e ao Ajuste Mensal de Disputas do Distribuidor/Comercializador, em cada Mês de Apuração, em cada Submercado. Estes valores serão determinados através do processo de disputas, que é estabelecido no Procedimento de Mercado correspondente.

2.18 Usinas Hidráulicas em Fase de Motorização

A seção 2.18 define as variáveis necessárias para a modulação de energia assegurada de usinas em fase de motorização. Para estas, são definidas as variáveis:

- Sinalizador de motorização, com base no menor valor entre o número de unidades previstas e o número real, visa identificar se a usina deve ou não ser tratada como submotorizada na contabilização do MAE.
- Energia Assegurada Média Parcial para todas as quantidades de Unidades Geradoras em operação comercial até atingir o Número de Unidades Base, visa conhecer os incrementos de energia Assegurada da usina submotorizada, para cada acréscimo no número de unidades em operação comercial.
- Unidades Geradoras em Operação Comercial Previstas por usina, por período de comercialização, que reflete o cronograma de obras da usina.
- Sinalizador de Comprometimento com Contratos Iniciais, definido para todas as usinas participantes do MAE, indicando se a usina produz energia que é vendida através de Contratos Iniciais.

2.19 Penalidades de Medição

A seção 2.19 determina que o MAE irá aplicar penalidades aos geradores e comercializadores/distribuidores pelo não cumprimento dos procedimentos de medição, descritos no Procedimento de Mercado correspondente. Estas penalidades serão aplicadas para cada mês de apuração, e para cada Submercado relacionado à infração.

2.20 Definição de Submercados

O item 2.20 estabelece a divisão do MAE em quatro submercados. A lista das linhas de transmissão que definem as fronteiras entre os submercados encontra-se no Apêndice E.

2.21 Saldo do Excedente Financeiro

A seção 2.21 estabelece que o MAE deverá informar mensalmente o valor do Saldo do Excedente Financeiro, que será empregado para aliviar o pagamento do Encargo de Serviços do Sistema (seção 6.10), e que será correspondente ao valor da Sobra de Excedente Financeiro do mês anterior acrescida de qualquer receita de juros obtida no período.

2.22 Sazonalização de Energias Asseguradas e Contratos Iniciais

A seção 2.18 define as variáveis obtidas do cálculo da Sazonalização de Energias Asseguradas e de Contratos Iniciais conforme Apêndice H, e que são necessárias à contabilização. São requeridos os valores mensais de Energia Assegurada por Usina (utilizado na modulação e no rateio de exposições residuais), de cada Contrato Inicial (utilizado na modulação dos mesmos), do montante de energia que um gerador vende através de contratos iniciais e que deve ser gerado por usinas não participantes do MRE (utilizados na modulação de Energias Asseguradas comprometidas com contratos iniciais), Perdas de energia e de potência de contratos iniciais de cada gerador (utilizados na modulação das perdas de contrato inicial).

3 PREÇO DO MAE

As seções de 3.1.1 a 3.1.6 estabelecem quais são os modelos computacionais utilizados para produzir o Custo Marginal de Operação de cada Submercado, bem como a descrição dos Modelos Computacionais utilizados na Fase de Implementação do MAE.

Os modelos utilizados são os mesmo adotados pelo ONS, sendo também utilizados os mesmos dados, exceto as restrições de transmissão internas aos submercados, que são retiradas dos dados para que cada submercado seja representado como se a energia ali comercializada estivesse igualmente disponível em todos os pontos do submercado. Essa situação de igual disponibilidade é necessária para que exista somente um preço spot no submercado. Dessa forma o modelo fornece, para todas as usinas, níveis de produção para este sistema sem restrições, e o preço spot correspondente. Como na prática a disponibilidade de energia varia nos pontos do submercado, a diferença de custo entre o despacho sem restrições e o despacho real é capturada nos encargos de serviço do sistema (ESS). O Capítulo 6 deste documento apresenta esta questão em detalhes.

A seção 3.2.1 das regras estabelece a metodologia de cálculo do Preço do MAE. Nesta, o item (a) apresenta a base regulatória adotada para o cálculo dos preços de julho/2001 a janeiro/2002, e o item (b) introduz a regra adotada a partir de fevereiro/2002. Os processos de cálculo para os diferentes momentos do racionamento, e da fase pós-acionamento, estão descritos abaixo.

A partir de julho de 2001, sob regime de racionamento de energia elétrica, a Resolução nº 12 da GCE estabeleceu o preço do MAE em R\$684,00/MWh para os submercados em racionamento, para todos os patamares de carga. Para os submercados fora do racionamento, a ANEEL determinou que o preço para todos os patamares de carga fosse equivalente ao custo da usina térmica mais cara a ser despachada pelo ONS na semana, ou igual a R\$4,00/MWh se não houver térmica flexível no despacho.

A partir de 22 de setembro de 2001, os preços para os submercados em racionamento foram alterados, entretanto foi mantido o critério de cálculo de preços para submercados fora do racionamento.

A partir de 24 de janeiro de 2002, a GCE alterou mais uma vez a metodologia de cálculo, introduzindo a curva de aversão ao risco (nível mínimo tolerável para os reservatórios) e considerando no processo o resultado dos modelos de otimização, o custo da fonte energética mais cara despachada no submercado – se o mesmo estiver em racionamento ou se a curva de aversão ao risco for acionada – e os limites: mínimo de R\$4,00/MWh e máximo de R\$350,00/MWh.

Daquela data em diante, o preço do MAE passou a ser calculado pela seguinte regra:

- É executado o modelo de otimização para cálculo de preços semanais para todos. Nos meses de fevereiro a abril de 2002, o modelo adotado foi o NEWDESP, que se constitui em um componente do modelo NEWAVE, que faz o cálculo do despacho hidráulico equivalente e das usinas térmicas, que proporciona o menor custo de operação no horizonte adotado – no caso, as revisões semanais da programação mensal. O NEWDESP fornece também o Custo Marginal de Operação (CMO) para cada submercado em cada patamar de carga. A partir de maio/2002, com a disponibilização do modelo DECOMP, este substituiu o NEWDESP no cálculo semanal.
- O resultado do modelo (preços) é comparado com o limite mínimo de R\$4,00/MWh, e – se o submercado estiver em racionamento, ou se a sua curva de aversão a risco for acionada – com o custo do recurso energético mais caro despachado pelo ONS. Nesta comparação, é tomado o valor máximo.
- Verifica-se, então, se este valor máximo ultrapassa o limite máximo de R\$350,00/MWh. Se não houver ultrapassagem, vale o valor obtido na comparação descrita acima. Do contrário, o valor final do preço do submercado será o limite máximo.

4 AGREGAÇÃO DE DADOS DE MEDIÇÃO

DESCRIÇÃO GERAL

O Capítulo 4 estabelece os arranjos requeridos nas regras do MAE para ajustar os dados de medição disponibilizados de acordo com os Procedimentos de Mercado, ao formato necessário para as regras do MAE.

As operações que compõem este capítulo são basicamente ajustes da Geração Medida e do Consumo Medido, que são calculados da seguinte forma:

- Obtenção de valores medidos líquidos para casos em que existam pontos de medição não pertencentes à Rede Básica (i.e. carga ou geração embutida) associados a um Ponto de Medição;
- Agregação dos dados medidos por Usina, necessários para os cálculos de MRE;
- Distinção entre a Geração Medida efetiva e a Geração de Teste efetiva.
- Cálculo e Aplicação dos Fatores de Perda de transmissão ex-post, de forma que os valores apurados sejam referidos ao centro de gravidade do Submercado correspondente;
- Agregação dos dados medidos por Gerador e Distribuidor/Comercializador, para os cálculos de contabilização.

4.1 Determinação da Geração Medida

A seção 4.1.1 define que os medidores são lidos para cada ponto de medição para fornecer uma Geração Unitária Bruta ($RAWUG_{ij}$) em cada período de comercialização.

A seção 4.1.2 especifica o Sinalizador de Geração Bruta (RAW_{Fi}):

- a) O Sinalizador de Geração Bruta (RAW_{Fi}) será nulo quando o valor da Geração Bruta no ponto de medição ($RAWUG_{ij}$) for considerado como líquido do Consumo Interno, de acordo com o disposto na configuração 1 ou na configuração 3 do Apêndice F, ou seja, a medição já é deduzida dos efeitos do consumo devido a serviços auxiliares.
- b) O Sinalizador de Geração Bruta (RAW_{Fi}) assumirá o valor unitário quando a Geração Bruta por unidade ($RAWUG_{ij}$) não estiver

descontando o consumo interno, de acordo com o disposto nas configurações 2, 4 ou 5 do Apêndice F.

A seção 4.1.3 estabelece que o valor da Geração Medida (UMG_{ij}) e Geração Medida de Teste ($TUMG_{ij}$) da unidade geradora devem ser obtidos a partir do valor da medição bruta ($RAWUG_{ij}$), do Sinalizador de Geração Bruta (RAW_{Fi}) e do Sinalizador de Fase de Teste ($TEST_{F_{ij}}$), para cada período de apuração "j". Neste processo:

- a) Subtrai-se o Consumo Interno (FIC_{ij}) da Geração Bruta ($RAWUG_{ij}$) quando a medição da unidade inclui o consumo interno.
- b) Considera-se diretamente a Geração Bruta ($RAWUG_{ij}$) por unidade quando esta já é líquida do Consumo Interno.

O Consumo Interno (FIC_{ij}) é fornecido pelo Gerador, conforme descrito na seção 2.3.12, e o Sinalizador de Fase de Teste ($TEST_{F_{ij}}$) é fornecido pelo ONS, conforme descrito na seção 2.8.1. O sinalizador $TEST_{F_{ij}}$ identifica a condição da unidade geradora quanto à mesma estar em teste ou em operação comercial. O valor de $TEST_{F_{ij}}$ será 1 se a unidade geradora estiver em teste, e 0 em caso contrário. Assim, no cálculo da seção 4.1.3, a unidade geradora terá um valor para UMG_{ij} ou um valor para $TUMG_{ij}$, pois uma das duas variáveis será zero para aquela unidade geradora, dependendo do valor de $TEST_{F_{ij}}$.

A seção 4.1.4 estabelece as definições de Ponto de Medição de Referência e Ponto de Medição Associado.

Na seção 4.1.5 é definido o Sinalizador de Alocação de Perdas na Geração ($LOSSAF_p$) para identificar se a usina participa ou não do rateio das perdas na Rede Básica. Este sinalizador é importante em diversas equações destas REGRAS DO MAE, pois serve para verificar se as variáveis associadas à energia da Usina, "p", devem ou não ser multiplicadas pelo fator de perdas para se obter o valor das variáveis no Centro de Gravidade. A lista das usinas que não participam do rateio das perdas está no Apêndice I.

Analogamente, o item 4.1.6 estabelece um Sinalizador para identificar se o Ponto de Medição de Consumo participa ou não do rateio das perdas na Rede Básica, ($CLOSSAF_i$). A lista dos Pontos de Medição de Consumo que não participam do rateio das perdas está no Apêndice J.

4.2 Determinação do Consumo Medido

O Consumo Medido ($C_{R_{ij}}$) é, na realidade, o valor do Consumo Bruto ($RAWC_{ij}$) de um ponto de medição de consumo lido em cada período de apuração.

4.3 Dados Medidos Líquidos

Nem todos os pontos de medição de consumo e de geração estão conectados diretamente à Rede Básica. Alguns estão conectados através de outras redes. Portanto, simplesmente agregar todos os pontos de medição de consumo e geração registrados no MAE, faria com que uma parte da energia medida fosse contada duas vezes (pois existe energia que passou por mais de um ponto de medição), distorcendo valores individuais de outros agentes. A finalidade desta seção é ajustar esses dados medidos para levar em conta o efeito de gerações e cargas embutidas.

No item 4.3.1, são definidas, para cada Ponto de Medição de Geração a cada Período de Comercialização, a Geração Medida Líquida (UG_{ij}) e a Geração Medida de Teste (TUG_{ij}) referente a um ponto de medição, obtidas a partir da Geração Medida (UMG_{ij}) e da Geração Medida de Teste ($TUMG_{ij}$) no ponto de medição.

Neste processo, o abatimento de quaisquer gerações embutidas é associado totalmente às gerações medidas, para que o valor da energia de teste de uma unidade geradora não esteja distorcido por pontos de medição associados. O cálculo é efetuado da seguinte forma:

- i) Se a usina for hidráulica e estiver em fase de motorização ($TOGU_{pj} < NUB_p$), a Geração Medida Líquida (UG_{ij}) será o valor da Geração Medida (UMG_{ij}) abatidas as Gerações Medidas embutidas ($\sum_B UMG_{ij}$) e as Gerações Medidas de Teste ($\sum_B TUMG_{ij}$) embutidas em pontos associados, uma vez que estas constituem gerações de outros geradores, enquanto que a carga ($\sum_a C_{R_{ij}}$) medida em pontos de medição associados é acrescentada, uma vez que a geração real do Gerador teria sido mais alta se não existisse aquele consumo embutido. A Geração de Teste Líquida (TUG_{ij}) será diretamente o valor da Geração Medida de Teste ($TUMG_{ij}$).
- ii) Se a usina hidráulica não estiver em fase de motorização ($TOGU_{pj} \geq NUB_p$), toda a energia de teste será considerada como energia comercial, e o valor da Geração de Teste Líquida (TUG_{ij}) do ponto de medição será igual a zero. Assim, a Geração Medida de Teste ($TUMG_{ij}$), se houver, é incorporada juntamente com a Geração Medida (UMG_{ij}) à Geração

Medida Líquida (UG_{ij}), sendo abatidas desta as Gerações Medidas embutidas ($\sum_B UMG_{ij}$) e Gerações de Teste embutidas ($\sum_B TUMG_{ij}$), referentes a outros geradores, e adicionada a carga embutida ($\sum_a C_{-R_{ij}}$).

- iii) Se a usina for térmica, adota-se o mesmo procedimento do caso (i) acima, isto é, a energia de teste é identificada e separada sem distorções.

A seção 4.3.2 realiza uma operação análoga para a carga:

- a) O Consumo Medido Líquido Total ($C_{OT_{ij}}$) é equivalente ao Consumo Medido ($C_{R_{ij}}$) abatidos os consumos embutidos ($\sum_a C_{-R_{ij}}$), uma vez que estes constituem consumo de outro Distribuidor/Comercializador, enquanto que as Gerações medidas e Gerações de Teste ($\sum_B (UMG_{ij} + TUMG_{ij})$) embutidas em pontos associados são adicionadas, pois o consumo medido do Distribuidor/Comercializador teria sido mais alto se não existisse aquela geração. Este cálculo já fornece o valor médio por patamar de carga de cada semana.
- b) É possível que um ponto de consumo que participa do rateio de perdas ($CLOSSAF_i = 1$) tenha como ponto associado uma geração embutida isenta (usinas para as quais $LOSSAF_p=0$). Neste caso, parte de seu consumo está sendo atendido por essa geração e portanto deve ser também isentado do rateio, para que haja o mesmo montante de geração isenta e de consumo isento dentro do submercado, e o balanço final (geração menos consumo) no centro de gravidade seja nulo. Assim, calcula-se o Consumo Medido Líquido Isento de Perdas ($C_{OL_{ij}}$). Este cálculo já fornece o valor médio por patamar de carga semanal.
- c) Do Consumo Medido Líquido Total ($C_{OT_{ij}}$) é descontado a parte isenta ($C_{OL_{ij}}$) determinando-se o Consumo Medido Líquido ($C_{O_{ij}}$) que será usado no rateio de perdas na seção 4.6, sendo que a parte isenta é levada ao centro de gravidade sem aplicação do fator de perda em 4.7.1. É importante observar que, algebricamente, o valor de $C_{O_{ij}}$ pode ser negativo, indicando que a geração embutida no ponto de medição é maior do que o consumo daquele ponto. Por exemplo, se para um ponto de medição o consumo é 40 mas tem uma geração embutida de 60, o valor medido ($C_{R_{ij}}$) será -20, $C_{OT_{ij}} = -20+60=40$, $C_{OL_{ij}} = 60$ e $C_{O_{ij}} = -20$. Esta situação se reflete no cálculo das perdas (ver seção 4.6.1(d)) e do consumo total do Distribuidor/Comercializador (ver seção 4.7.1).

A seção 4.3.3 determina valores médios por patamar semanal da Geração Medida Líquida (AUG_{pj}) e da Geração de Teste Medida Líquida Média ($ATUG_{pj}$) por usina.

4.4 Geração e Consumo da Usina

No item 4.4.1, obtém-se a Geração Medida Reconciliada (RG_{pj}) e Geração de Teste (GT_{pj}) que representam os valores efetivos de geração medida e geração de teste para cada usina.

Para usinas térmicas, não há tratamento especial algum. Os valores normais e de teste são diretamente obtidos dos cálculos da seção 4.3.3.

Para usinas hidráulicas motorizadas ($MOT_{F_{pm}}=0$), toda a energia da usina é considerada energia comercial, e assim a Geração Medida Reconciliada (RG_{pj}) assume todo o valor da Geração Medida Líquida (AUG_{pj}) e da Geração de Teste Medida Líquida Média ($ATUG_{pj}$), com a Geração de Teste (GT_{pj}) igual a zero.

Para as usinas hidráulicas em fase de motorização ($MOT_{F_{pm}}=1$), o processo apresenta os seguintes passos:

- Calcula-se a Energia Assegurada Média ($AMASS_{pj}$) semanal da usina em (MWh/h), correspondente à média da Energia Assegurada Média Parcial ($MASS_{N_{pn}}$) da usina em fase de motorização durante a semana; (A variável $MASS_{N_{pn}}$ é determinada na seção 2.18.5).
- Para cada período de comercialização, a geração total ($AUG_{pj} + ATUG_{pj}$) é comparada com a Energia Assegurada Média ($AMASS_{pj}$) mensal da usina.

Se a geração total é maior ou igual a Energia Assegurada Média ($AUG_{pj} + ATUG_{pj} \geq AMASS_{pj}$), a Geração de Teste (GT_{pj}) efetiva da usina será o menor valor entre a produção acima da Energia Assegurada Média ($AMASS_{pj}$) mensal e Geração de Teste Medida Líquida ($ATUG_{pj}$) da usina, conforme ilustra a figura 1 a seguir. Isto faz com que a produção de unidades em teste de uma usina seja utilizada primeiro para atender a produção equivalente à energia assegurada da usina, e o restante para ser vendida ao preço spot. Por outro lado, a Geração de Teste (GT_{pj}) está limitada ao valor máximo de $ATUG_{pj}$ garantindo que o que for gerado comercialmente acima da energia assegurada seja doado para o MRE.

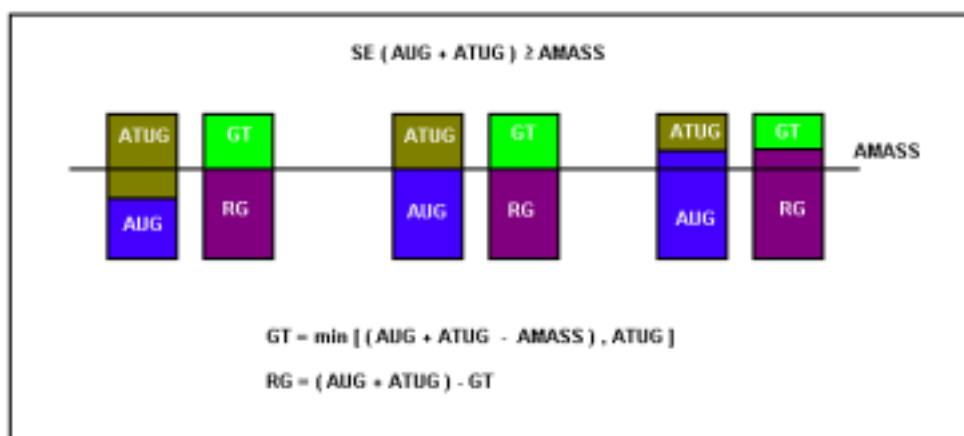


Figura 1

- Se a produção total for menor do que a Energia Assegurada Média mensal ($AUG_{pj} + ATUG_{pj} < AMASS_{pj}$) da usina, a mesma não terá Geração de Teste ($GT_{pj} = 0$) e a Geração efetiva da usina será a produção de todas as suas unidades, incluindo as em teste ($RG_{pj} = AUG_{pj} + ATUG_{pj}$), conforme ilustra a figura 2 a seguir.

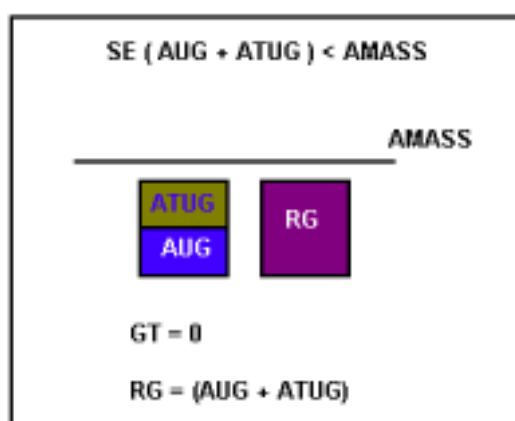


Figura 2

Esse procedimento separado para usinas hidráulicas é necessário por causa da participação no MRE. Como as energias de teste não foram produzidas com a finalidade de contribuir para o despacho ótimo, mas para testar unidades geradoras novas, elas não são consideradas na análise da situação do gerador no MRE, ou seja, se a usina irá doar ou receber energia no rateio. A energia de teste não entra nesse rateio, devendo ser vendida diretamente pelo gerador ao preço spot.

Para usinas hidráulicas em fase de motorização, o direito de energia assegurada ($AMASS_{pj}$) é proporcional à quantidade de unidades geradoras em operação comercial. Essas usinas normalmente produzem a plena carga com suas unidades em operação comercial, ou seja, sua produção é equivalente a

seus direitos de energia assegurada, pois o reservatório normalmente já tem quantidade de água igual ou superior à capacidade de produção das unidades instaladas. A realização de testes em uma nova unidade, se não houvesse o tratamento especial, implicaria na doação de toda essa energia no MRE, vindo a beneficiar outras usinas com uma energia que não foi considerada no despacho do ONS. Portanto, foi estabelecido que a energia de teste produzida deve ser separada e retida pelo gerador, para ser vendida ao preço spot.

Por outro lado, ao ter seus direitos de energia assegurada confirmados pela quantidade de unidades geradoras em operação comercial, um gerador poderia se sentir estimulado a desligar uma ou mais de suas unidades comerciais e utilizar suas unidades em teste para turbinar a água do reservatório, pois neste caso ele iria reter a energia produzida, e ainda receber energia do MRE já que a produção de suas unidades comerciais seria inferior à sua energia assegurada. Para evitar essa situação, o incentivo foi eliminado no processo descrito acima e demonstrado nas figuras 1 e 2. Pelo tratamento estabelecido na seção 4.4.1 item (c), só será considerada energia de teste todo ou parte do montante que ultrapassar a energia assegurada da usina.

Esse tratamento não é necessário para usinas hidráulicas motorizadas, pois a energia assegurada dessas usinas já estará sendo integralmente aproveitada nas unidades geradoras existentes, e novas unidades que entrem em testes não “concorrem” por energia assegurada.

No item 4.4.2, determina-se o Consumo Medido da Usina (GC_{pj}) que assume valor igual ao módulo de RG_{pj} quando esta é negativa (isto é, quando a Usina está consumindo energia) e Geração Medida da Usina (MG_{pj}), que assume valor igual a RG_{pj} quando esta é positiva.

4.5 Determinação da Geração e do Consumo do Intercâmbio

A seção 4.5.1 define que os medidores são lidos para cada ponto de medição de Intercâmbio, “b”, para fornecer uma Geração Unitária Bruta ($RAWINT_{bj}$) em cada período de comercialização. O valor de $RAWINT_{bj}$ será positivo quando a energia medida estiver entrando no Submercado (importação) e negativo quando a energia medida estiver saindo do Submercado (exportação).

Na seção 4.5.2, é calculada a média semanal por patamar do intercâmbio medido (AV_INT_{bj}), sendo este valor aplicado a cada Período de Comercialização do patamar. Assim, mesmo que o valor de $RAWINT_{bj}$ tenha passado de positivo a negativo durante o patamar, fica capturada apenas a média, transformando a curva real em uma curva "flat".

A seção 4.5.3 apresenta duas novas variáveis, $INTC_{bj}$ (Consumo do Intercâmbio) e $INTG_{bj}$ (Geração do Intercâmbio), as quais são respectivamente

iguais ao módulo de AV_INT_{bj} quando esta variável for negativa e igual ao próprio AV_INT_{bj} quando esta for positiva.

4.6 Cálculo dos Fatores de Perdas

Esta seção calcula os fatores que serão aplicados aos pontos de medição de geração e de consumo, e às energias asseguradas não comprometidas com contratos iniciais de cada submercado. Para tanto, é necessário primeiro calcular o montante de perdas realizado em cada submercado, e calcular o fator que expressa o rateio dessas perdas entre os pontos de medição não isentos.

Na seção 4.6.1, partindo do conceito central de que as perdas são obtidas pela diferença entre geração e consumo, é efetuado então um balanço para determinar o total de perdas para cada submercado:

- No cálculo da Geração Total do Submercado ($TOTG_{sj}$) é considerado o total de Geração Medida da Usina (MG_{pj}) e Geração Medida de Teste (GT_{pj}) para todas as usinas em cada submercado.
- No cálculo do Consumo Total do Submercado ($TOTC_{sj}$) são considerados, se existentes, os Consumos Medidos das Usinas (GC_{pj}) além do Consumo Medido Líquido Total (C_OT_{ij}) de todos os Pontos de Medição de Consumo para cada Submercado.
- O cálculo da Geração de Intercâmbio do Submercado ($TINTG_{sj}$) considera a soma de Geração do Intercâmbio de todos os pontos de intercâmbio, “b”, para cada submercado.
- O cálculo da Consumo de Intercâmbio do Submercado ($TINTC_{sj}$) considera a soma de Consumo do Intercâmbio de todos os pontos de intercâmbio, “b”, para cada submercado.
- A variável Total de Perdas do Submercado ($TOTP_{sj}$) é definida através da diferença entre todas as entradas de energia (a Geração Total do Submercado ($TOTG_{sj}$) e a Geração de Intercâmbio do Submercado ($TINTG_{sj}$)) e todas as saídas de energia (o Consumo Total do Submercado ($TOTC_{sj}$) e o Consumo Total de Intercâmbios ($TINTC_{sj}$)). O Total de Perdas ($TOTPsj$) é rateado igualmente entre os agentes da categoria produção e consumo que participam do rateio de perdas.
- No cálculo do Consumo Total com Rateio de Perdas do Submercado ($TOTCP_{sj}$) são considerados, se existentes, os Consumos Medidos das Usinas (GC_{pj}) das usinas que participam do rateio de perdas ($LOSSAF_p = 1$) além dos valores positivos de Consumo Medido Líquido (C_0_{ij}) de

todos os Pontos de Medição de Consumo que participam do rateio de perdas ($CLOSSAF_i = 1$) para cada Submercado. Os valores negativos de C_{0ij} não são utilizados por que representam geração embutida isenta superior ao consumo do ponto de medição (ver seção 4.3.2).

- No cálculo da Geração Total com Rateio de Perdas do Submercado ($TOTGP_{sj}$) é considerado o total de Geração Medida da Usina (MG_{pj}) e Geração Medida de Teste (GT_{pj}) para todas as usinas que participam do rateio de perdas ($LOSSAF_p = 1$) em cada submercado.

No item 4.6.2 são então calculados os fatores de perda para a geração (XP_GLF_{sj}) e para o consumo (XP_CLF_{sj}). Metade das perdas são atribuídas à geração não isenta de perdas e a outra metade é atribuída ao consumo não isento. Algebricamente, o fator de perdas de geração, no processo de rateio, deve ser menor do que 1 para expressar o "custo" do gerador ao levar sua energia para o Centro de Gravidade. Analogamente, para o fator de perdas de consumo, o valor deverá ser maior do que 1 para expressar o "custo" do agente em levar a energia do Centro de Gravidade para os seus pontos de medição de consumo. Em outras palavras, todos os agentes participantes do rateio pagam pelas perdas verificadas em proporções iguais, ou seja, 50% para cada categoria.

Os pontos de medição isentos do rateio, e os pontos de intercâmbio, não são considerados neste cálculo, razão pela qual foi necessário calcular as variáveis $TOTGP_{sj}$ e $TOTCP_{sj}$ para serem usadas no cálculo dos fatores de perdas. Para estes pontos de medição, os valores no Centro de Gravidade serão iguais aos valores verificados na medição.

4.7 Dados Agregados por Distribuidores/Comercializadores e Geradores

Na seção 4.7.1 é calculado o Consumo Total do Distribuidor/Comercializador (TRC_{srj}), aplicando-se o Fator de Perdas de Consumo (XP_CLF_{sj}) aos valores positivos do Consumo Medido Líquido (C_{Oij}) de todos os seus pontos de medição de consumo que participam do rateio de perdas ($CLOSSAF_i=1$). Novamente, os valores negativos de C_{0ij} não recebem o fator de perdas porque representam geração embutida isenta superior ao consumo, e como tal devem ser abatidos da parte livre originalmente apurada (C_{0Lij}) para se obter o consumo real do ponto de medição, que nesse caso estará isento do rateio de perdas, mesmo que o ponto de medição faça parte do rateio.

Na seção 4.7.2, a Geração Final de cada Usina (G_{pj}) e a Geração Final de Teste da Usina (GFT_{pj}) são respectivamente equivalentes aos valores de MG_{pj} e GT_{pj} ajustados ao Centro de Gravidade. Para as usinas que participam do Rateio de Perdas ($LOSSAF_p = 1$), é aplicado o Fator de Perdas de Geração (XP_GLF_{sj}) correspondente.

Na seção 4.7.3 é calculada a Geração Total Gerador “g” (TGG_{sgj}) em cada Submercado, através do somatório das gerações de todas as usinas pertencentes a este gerador.

Na seção 4.7.4, O Consumo Total do Gerador é obtido pelo somatório dos Consumos Medidos (GC_{pj}) de todas as suas usinas, em cada Submercado, aplicando-se o fator de perda de consumo (XP_CLF_{sj}) a todas que forem participantes do rateio de perdas ($LOSSAF_p=1$).

5 PENALIDADES

Nesta fase de implementação do MAE, este capítulo trata somente do registro e cálculo de disponibilidades das usinas.

O cálculo da Disponibilidade Efetiva de Geração será utilizado para verificação de direito das usinas a receberem Encargo de Serviço do Sistema por restrição de operação.

5.2 Registro de Disponibilidade

O subitem 5.2.1 registra a Disponibilidade Declarada da Unidade Geradora (UDA_{ij}) e a Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora (URA_{ij}).

A Disponibilidade Declarada da Unidade (UDA_{ij}) corresponde à quantidade de energia máxima que uma unidade geradora é tecnicamente capaz de produzir caso seja instruída a fazê-lo, é informada pelo Gerador correspondente conforme descrito na seção 2.3.8. Este dado é utilizado atualmente no Capítulo 10 das Regras de Mercado referente ao tratamento dado aos Interconectores.

A Disponibilidade Verificada da Unidade (URA_{ij}) corresponde a quantidade constatada que uma unidade geradora é tecnicamente capaz de produzir em um período de comercialização. Esta variável é informada pelo ONS conforme descrito na seção 2.8.1.

5.3 Disponibilidade Efetiva de Geração

Na seção 5.3.1, a Disponibilidade Efetiva (GDA_{ij}) de uma unidade térmica, “i”, pertencente a usina, “p”, em um período de comercialização, “j”, é dada pela média em cada patamar da semana, da Disponibilidade Verificada (URA_{ij}) ajustada ao centro de gravidade do submercado pelo Fator de Perdas de Geração (XP_GLF_{sj}) para as usinas que participam do rateio de perdas ($LOSSAF_p = 1$). Para as unidades geradoras pertencentes às usinas que não participam do rateio de perdas ($LOSSAF_p = 0$) a Disponibilidade Efetiva (GDA_{ij}) é determinada pela Disponibilidade Verificada (URA_{ij}) média em cada patamar da semana. O Fator de Perdas de Geração (XP_GLF_{sj}) é determinado na seção 4.6.2 e o Sinalizador de Alocação de Perdas na Geração ($LOSSAF_p$) é determinado na seção 4.1.5.

A Disponibilidade Verificada de uma usina (GDA_{ij}) será utilizada na seção 6.2.1(b) no cálculo dos Encargos de Serviço de Sistema.

6 ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA

DESCRIÇÃO GERAL

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) consiste basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no preço MAE. Este valor é pago por todos os agentes de consumo do MAE, na proporção do consumo medido correspondente, contratado ou não.

Em mercados energéticos consolidados, os custos normalmente incluídos no ESS são:

- Restrições de operação
- Capacidade adicional
- Serviços Ancilares
- Testes de disponibilidade
- Ofertantes de redução de carga (somente custos operacionais)
- Aplicação de penalidades (valores cobrados de agentes por infrações técnicas diversas, e que são alocados para abater o valor total do ESS)

Nesta fase de implementação do MAE, o ESS contempla apenas a cobrança dos custos das restrições de operação, sendo portanto este o componente de ESS que é explicado neste capítulo.

Custos de Restrição de Operação

O Brasil, devido à predominância hidráulica do parque gerador, decidiu adotar o modelo de despacho centralizado (*"tight pool"*), em que o Operador Nacional do Sistema (ONS) decide o montante a ser despachado por cada usina integrante do sistema interligado, com base em um modelo de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

Este modelo de otimização é o mesmo utilizado pelo MAE. Entretanto, no MAE o modelo é executado sem considerar as restrições de transmissão internas aos submercados. No ONS estas restrições são consideradas para que o despacho atenda o mercado e assegure a estabilidade do sistema. No MAE estas restrições são retiradas para que a energia que circula no sistema seja tratada como se fosse igualmente disponível em todos os pontos do submercado, e assim haja somente um preço spot para este submercado. Se as restrições não fossem retiradas, a disponibilidade de energia iria variar

através dos diferentes pontos do submercado, e essa diferença seria refletida nos preços.

Portanto, o despacho econômico calculado pelo MAE tem foco distinto do despacho elétrico do ONS. Como ambos os despachos fornecem os montantes que cada usina deveria gerar em cada situação (com e sem restrições), é possível então que o despacho real das usinas seja diferente daquele previsto no MAE. Essas diferenças são pagas a estas usinas através dos Encargos de Serviços do Sistema.

Estão sendo consideradas para compensação dos custos de restrição de operação apenas as usinas não participantes do MRE (interconectores e usinas térmicas não pertencentes à CCC).

Os custos de restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. A diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições do MAE podem resultar em duas situações possíveis:

- Produção verificada maior do que o despacho do MAE. O caso típico é o de usinas térmicas fora da ordem de mérito do MAE, que por serem mais caras deveriam permanecer desligadas ou gerar somente seu nível de inflexibilidade. Devido à restrições de transmissão, e para obter o despacho que atende os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, o ONS faz estas fontes de geração produzirem acima do despacho do MAE. Estas usinas estão em situação chamada *constrained-on*, e recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade valorada ao preço MAE, um valor adicional referente à diferença entre o preço MAE e o valor da sua oferta de preço (*bid*) pelos MWh a mais que produz.
- Produção verificada menor do que o despacho do MAE. Os mesmos motivos operacionais descritos acima causam a situação oposta, ou seja, usinas que estavam na ordem de mérito de despacho do MAE podem ser solicitadas a produzir menos do que o indicado, ou mesmo a permanecer desligadas. Esta situação é chamada de *constrained-off*, e usinas assim enquadradas recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade, valorada ao preço MAE, a diferença entre o preço spot e sua oferta de preço (*bid*) pelos MWh que deixa de produzir.

Os custos totais decorrentes dessas restrições são determinados pela soma dos pagamentos às usinas *constrained-on* e *constrained-off*.

O cálculo dos ESS relativo ao custo de restrição da operação incorpora também diferenças não previstas pelo despacho sem restrição ex-ante do MAE

e captadas pelo despacho real verificado, como por exemplo, alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão, uma grande chuva que vier a acontecer após o cálculo do modelo de otimização e que podem alterar radicalmente o planejamento de operação de curto prazo do ONS, em relação ao panorama desenhado pelo modelo de otimização.

As receitas advindas da sobra de Excedente Financeiro e da aplicação de penalidades aos Agentes, como as penalidades referentes à entrega dos dados de medição de geradores e de consumo, serão deduzidas do valor de ESS a ser pago pelos Agentes de consumo.

Nas seções apresentadas a seguir são calculados os componentes do ESS e os devidos ajustes, que, ao final, são contabilizados resultando no valor total de Encargos de Serviços do Sistema.

6.2 Encargo de Serviços de Restrições de Operação

Na seção 6.2 são calculados, para cada período de comercialização e para cada submercado, os pagamentos a serem efetuados por restrição de operação às usinas que têm o direito a tal pagamento, ou seja, usinas para as quais o Sinalizador $DESS_{F_{pj}} = 1$ naquele período de comercialização (ver a seção 2.3.14 para a definição deste acrônimo).

No subitem 6.2.1(a), se a geração (G_{pj}) realizada no Centro de Gravidade e determinada na seção 4.7.1 for maior que a Geração Sem Restrições Ex-Ante no Centro de Gravidade ($XA_{U_{pj}}$) determinada conforme descrito na seção 2.7.2 e o custo incremental (INC_{ij}) ofertado conforme seção 2.3.6 for maior do que o preço do MAE (WPP_{sj}) no Submercado da Usina, calculado conforme seção 3.2.1, então esta geração incorreu em custos adicionais por ter operado com um nível de geração acima daquele previsto na programação. O Pagamento por Restrição de Operação ($PCON_{pj}$) será então a diferença entre sua geração realizada (G_{pj}) e a programada ($XA_{U_{pj}}$) multiplicada pela diferença entre o seu custo incremental de geração e o preço MAE.

Caso contrário, conforme apresentado no subitem 6.2.1(b), se a geração medida é menor do que a Geração sem Restrições Ex-Ante programada ($XA_{U_{pj}}$) ou do que a disponibilidade efetiva (GDA_{ij}) da usina, calculada conforme seção 5.3.1, e o custo incremental de geração ofertado for menor do que o preço da energia no MAE (WPP_{sj}), então o gerador é compensado pela energia que ele esteve impedido de gerar. Esta compensação denominada Pagamento por Restrição de Operação ($PCON_{pj}$) equivale à energia que a usina não pôde gerar por uma restrição de operação (o menor valor entre o despacho $XA_{U_{pj}}$ previsto e a disponibilidade GDA_{ij} verificada) multiplicada

pela diferença entre o preço MAE (WPP_{sj}) e o custo incremental (INC_{ij}) de geração.

Na seção 6.2.2 é calculado o Encargo de Serviços por Restrições de Operação de Subsistema (SC_CON_{sj}) em R\$/MWh, a cada período de comercialização, que corresponde ao rateio das restrições de operação do tipo "Subsistema" (ver definição na seção 2.8.3), ou seja, restrições daquelas usinas térmicas fora da CCC e interconectores localizados em cada par de submercado (Sul-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste) e para as quais $REST_F_{pa} = 1$. O total a pagar por estas restrições é rateado entre a carga destes Submercados. No item (a) é feito o rateio dos submercados Norte e Nordeste, e no item (b) o rateio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

De forma análoga, a seção 6.2.3 apresenta o cálculo do Encargo de Serviços por Restrições de Operação Locais (SC_LCON_{sj}), correspondente ao rateio das restrições de operação do tipo "Local" (ver seção 2.8.3), ou seja, das usinas qualificadas para as quais $REST_F_{pa} = 0$. O total a pagar de cada submercado é rateado entre a demanda daquele submercado.

6.8 Encargo de Penalidades de Medição de Geração

Na seção 6.8.1 define-se o Encargo de Penalidades de Medição de Geração ($PENGE_{sj}$), que corresponde ao rateio dos pagamentos efetuados pelos geradores, em cada submercado, por não cumprir os Procedimentos de Mercado relativos à medição em um Mês de Apuração. Para o rateio, é necessário obter a média por período de comercialização dos pagamentos, que são mensais. Este valor médio, aplicado então a cada período de comercialização, é rateado entre o consumo verificado do submercado naquele período.

6.9 Encargo de Penalidades de Medição de Consumo

Analogamente à seção 6.8, nesta seção é definido o Encargo de Penalidades de Medição de Consumo ($PENCE_{sj}$), que corresponde ao rateio dos pagamentos efetuados mensalmente pelos Distribuidores/Comercializadores, em cada submercado, pelo não cumprimento dos procedimentos de Mercado relativos à medição em um Mês de Apuração. A forma de rateio é idêntica à empregada na seção 6.8.

Este Encargo, assim como o Encargo de Penalidades de Medição de Geração, reverte em benefício dos Distribuidores/Comercializadores do submercado, na medida em que as penalidades pagas pelos infratores são utilizadas na redução do total de ESS a pagar.

6.10 Encargo de Serviço do Sistema

A seção 6.10.1 estabelece o Encargo de Serviço do Sistema Não Ajustado ($USSC_{sj}$), em R\$/MWh, sendo este determinado pela soma dos componentes de ESS determinados em 6.2.2 e 6.2.3, deduzidos dos componentes de ESS calculados em 6.81 e 6.9.1.

A seção 6.10.2 estabelece o Desembolso Não Ajustado de Encargo de Serviço do Sistema ($USSC_{EX_m}$) no mês, em R\$, correspondente ao total que será pago de ESS em um Mês de Apuração, se não houver abatimento com saldos de Excedente Financeiro. É uma grandeza preparatória, utilizada na verificação realizada na seção seguinte (ver abaixo).

No item 6.10.3 o Excedente Financeiro remanescente do mês (SF_{SSC_m}), determinado na seção 8.5(e), e o eventual saldo de excedente financeiro do mês anterior (SF_{BAL_m}), determinado na seção 2.21.1, são utilizados para redução dos Encargos de Serviços do Sistema, calculando assim o valor final de Encargos de Serviços de Sistema (SSC_{sj}) a ser cobrado de todo consumo de cada submercado.

No item (a), se o Desembolso Não Ajustado de ESS é negativo, ou seja, se na prática Os abatimentos das penalidades de medição foram maiores do que os encargos por restrições de operação. Neste caso, Não há ajuste no ESS, e os saldos de excedente financeiro SF_{SSC_m} e SF_{BAL_m} são alocados como sobra (SF_{REST_m}) a ser utilizada no mês seguinte.

O item (b) trata o caso em que o Desembolso Não Ajustado de ESS é positivo ou nulo. Neste caso, verifica-se se os saldos de excedente financeiro disponíveis conseguem abater todo o Desembolso. Caso afirmativo, nenhum distribuidor pagará ESS ($SSC_{sj} = 0$), e a diferença positiva entre os saldos de excedente financeiro disponíveis e o Desembolso Não Ajustado de ESS será alocada como sobra para o mês seguinte.

Se os saldos não forem suficientes para abater todo o Desembolso Não Ajustado de ESS, não haverá sobra para o mês seguinte porque os saldos serão todos empregados para abater o Desembolso Não Ajustado. Assim, o valor a pagar (SSC_{sj}) por MWh será o valor inicialmente calculado, ajustado por um fator de redução que representa o abatimento dos saldos de excedente financeiro sobre o montante não ajustado.

O valor final de Encargo de Serviço de Sistema (SSC_{sj}) é utilizado no cálculo do pagamento a ser efetuado pelos Distribuidores/Comercializadores por Encargos de Serviços de Sistema determinado na seção 9.10 das Regras de Mercado. Se o valor de SSC_{sj} é negativo, isto representa uma receita a ser descontada do pagamento total que o Distribuidor/Comercializador terá que efetuar no MAE, conforme pode ser verificado na seção 9.12.1. Se o valor de SSC_{sj} é positivo, este representará um preço (R\$/MWh) que multiplicado pelo consumo de cada Distribuidores/Comercializadores na seção 9.10 das Regras

de Mercado determina o valor total de Encargo de Serviço de Sistema a ser pago pelo Distribuidor/Comercializador. Se o valor de SSC_{sj} é positivo e há reserva suficiente para cobrir os Encargos de Serviço de Sistema no mês não há encargo a ser pago pelos Distribuidores/Comercializadores.

7 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

7.1 Introdução

Este capítulo descreve a operação do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo.

A Energia Assegurada do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluyente ou conforme outra metodologia aprovada pela ANEEL.

A Energia Assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Energia Assegurada do Sistema. A determinação da Energia Assegurada independe da sua geração real e está associada com as condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida.

A Energia Assegurada relativa a cada usina participante do MRE é atribuída pela ANEEL nos Contratos de Concessão e constitui também a quantidade de energia que o gerador pode comercializar (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo. Estes níveis anuais são sazonalizados em partes mensais (ver Apêndice H) e são então modulados para cada período de apuração (ver Capítulo 12).

A geração das usinas hidrelétricas e térmicas estão sujeitas ao despacho centralizado efetuado pelo ONS, considerando as disponibilidades das usinas que estão em condições de geração. Estas usinas são despachadas de modo a se obter 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. Dessa forma, os geradores sujeitos ao despacho centralizado, independente de seus compromissos de venda de energia baseados em seus certificados de Energia Assegurada, não têm controle sobre seu nível de geração.

Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, fazendo com existam transferências de energia entre regiões. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo abaixo da média, enquanto que uma região úmida produz acima da média. Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo conjunto. Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os geradores o risco de venda de energia a longo prazo.

O Mecanismo de Realocação de Energia é executado a cada período de comercialização, da seguinte forma:

1. A cada usina participante, é atribuído um montante de Energia Assegurada para cada período de apuração (ASS₁_{pi}) conforme regras descritas no Capítulo 12.
2. 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 produção total das usinas do MRE for maior ou igual ao total das Energias Asseguradas (Energia Assegurada do Sistema), cada usina terá alocação igual à sua Energia Assegurada, mais uma parte do excedente, chamado de Energia Secundária. Neste caso, usinas que produzem acima da Energia Assegurada doam todo esse excesso ao MRE, e depois recebem de volta sua parte da Energia Secundária. Usinas que produzem abaixo recebem do MRE a Energia Assegurada até o seu limite, e depois sua parte da Energia Secundária. Em conformidade com a Resolução ANEEL 290/00, a alocação da Energia Secundária será realizada de duas formas: nos meses de setembro/2000 a dezembro/2000, 50% será alocada àquelas usinas participantes que doaram seus excessos de energia para o MRE, na proporção de seus excessos, e 50% será alocado a todas as usinas participantes, proporcionalmente à contribuição da Energia Assegurada da usina para a Energia Assegurada do Sistema. A partir de janeiro de 2001, toda a Energia Secundária é alocada a todas as usinas, na proporção das Energias Asseguradas.
3. Se a geração total das usinas do MRE for menor do que a Energia Assegurada do Sistema, 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 usina é denominado Energia Assegurada Ajustada. Neste caso, não há Energia Secundária. Usinas que produzem acima do valor ajustado doam o excesso para o MRE, enquanto que as que produzem abaixo recebem do MRE até o

limite ajustado. Assim, o total alocado ao gerador é inferior à sua energia assegurada original, criando o risco de o gerador ter que comprar energia no MAE, a preços spot normalmente mais altos que os contratados, para atender seus contratos. Em outras palavras, quando ocorrem situações como essa, o MRE sozinho não é suficiente para cobrir os riscos comerciais do gerador.

4. A Alocação de energia dos geradores com excedente de Energia Assegurada para os geradores com déficit de Energia Assegurada é feita prioritariamente entre geradores dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado então a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Energia Assegurada. A alocação de Energia Secundária também é realizada prioritariamente dentro do submercado onde foi gerada. Se ainda houver direito a receber Energia Secundária, esta é alocada de outros submercados.
5. A alocação de Energia Assegurada e Energia Secundária em outro submercados pode acarretar exposição aos agentes devido ao diferencial de preços entre os submercados, entretanto a alocação de Energia Assegurada em submercados diferentes daquele onde está localizada a usina do gerador tem direito a alívio de exposição, conforme regras descritas no Capítulo 8. Esse direito a alívio não se estende às alocações de Energia Secundária.

Tratamento da Usina de Itaipu

No MRE, 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 de distribuição (quota parte de Itaipu) será tratada como um gerador pertencente aquele Agente, entretanto o montante de energia alocada que ultrapassar o limite de Potência Contratada de cada quota-parte é vinculado ao Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice*.

A verificação da existência do excedente, e sua atribuição ao Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice*, é realizada após a definição da energia alocada para a usina de Itaipu. O eventual excedente é calculado respeitando-se a alocação total da usina de Itaipu em todos os submercados. O Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice* recebe o excedente nos submercados onde este havia sido originalmente alocado às quotas parte.

7.2 Condições de Participação

O MRE inclui as usinas hidráulicas despachadas centralizadamente, e as usinas térmicas participantes da CCC, observando a regulamentação vigente.

7.3 Cálculo da Energia Secundária

Neste item calcula-se, se houver, a Energia Secundária total (SEC_j) no sistema para cada período de comercialização. A Energia Secundária total corresponde à produção total das usinas do MRE que ultrapassar o limite de Energia Assegurada, sendo então a diferença positiva entre a soma de toda a geração produzida (G_{pj}) pelos geradores do MRE e a soma das suas Energias Asseguradas (ASS_{1pj}).

7.4 Energia Assegurada Ajustada

Se não houver Energia Secundária no sistema, ou seja, se a geração real total do MRE se realizar abaixo do total de Energia Assegurada, cada gerador terá a sua Energia Assegurada ajustada a níveis mais baixos pelo Fator de Ajuste de Energia Assegurada (GSF_j) sendo este o total de geração do MRE dividido pelo total das energias asseguradas do MRE (Energia Assegurada do Sistema). O fator de ajuste é então aplicado aos níveis de Energia Assegurada inicial (ASS_{1pj}), obtidos no capítulo 12, obtendo-se assim a Energia Assegurada Ajustada (ASS_{2pj}).

Se houver energia secundária, o valor de GSF_j assume valor 1 e a Energia Assegurada Ajustada (ASS_{2pj}) é igual à anterior (ASS_{1pj}).

7.5 Alocação de Energia Assegurada

Nesta seção, aloca-se a Energia Assegurada Ajustada para todas as usinas do MRE. Este processo é efetuado antes da alocação de Energia Secundária.

Na seção 7.5.1 são calculados o Superávit de Geração (ERM_Surp_{pj}) e o Déficit de Geração (ERM_Def_{pj}) para as usinas do MRE.

Quando um gerador produzir acima do seu nível de Energia Assegurada ajustada, ERM_Surp_{pj} quantifica o excesso de energia que uma usina tem em relação a sua Energia Assegurada Ajustada, que será disponibilizado ao MRE para que seja feita a realocação de Energia Assegurada.

Quando um gerador produzir abaixo do seu nível de Energia Assegurada Ajustada, ERM_Def_{pj} quantifica o montante de energia que a usina irá receber de outros geradores do MRE para garantir seu nível de Energia Assegurada ajustada.

Na seção 7.5.2, as variáveis ERM_Surp_{pj} e ERM_Def_{pj} são, então, totalizadas para cada Submercado, gerando respectivamente um superávit bruto denominado Superávit Total de Geração (Pot_{sj}) e um déficit bruto denominado Déficit Total de Geração ($Déficit_{sj}$).

Na seção 7.5.3 é calculado o Ajuste do Primeiro Estágio de Alocação de Energia (EA_1_{pj}) da usina que representa a parcela de energia doada ao MRE para a realocação da Energia Assegurada entre os geradores. Assim, as usinas que produziram acima dos seus níveis de Energia Assegurada Ajustada doam este excesso neste estágio de alocação.

Na seção 7.5.4, é analisado o caso em que um determinado Submercado possui o Superávit Total de Geração (Pot_{sj}) maior ou igual ao Déficit Total de Geração ($Déficit_{sj}$). Isto significa que o Submercado como um todo gerou energia suficiente para garantir, no mínimo, as Energias Asseguradas Ajustadas de todas as usinas daquele Submercado, podendo ainda ter uma sobra de energia para ser alocada à usinas deficitárias pertencentes a outros submercados. Neste caso:

- Toda energia que sobrar relativa à diferença positiva entre o Superávit Total de Geração (Pot_{sj}) e o Déficit Total de Geração ($Déficit_{sj}$) estará disponível para as usinas de outros Submercados a fim de que estas usinas possam atingir suas Energias Asseguradas Ajustadas. Esta sobra denominada Superávit Líquido de Geração (Pot_1_{sj}) é definida na seção 7.5.4(a);
- O Ajuste de Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Assegurada (EA_2ASS_{pj}) em cada submercado é definido na seção 7.5.4 (b) como sendo igual ao Déficit de Geração (ERM_Def_{pj}) para uma determinada usina, ou seja, representa a alocação (recebimento) dentro do seu próprio Submercado, da energia necessária para garantir à usina o seu nível de Energia Assegurada Ajustada.

Na seção 7.5.5, analisa-se o caso em que, para um determinado Submercado, o Superávit Total de Geração (Pot_{sj}) é menor que Déficit Total de Geração ($Déficit_{sj}$). Em outras palavras, quando o Submercado, como um todo, não produzir energia suficiente para garantir a Energia Assegurada Ajustada de todas as suas usinas, então a energia necessária para levar as usinas aos níveis de Energia Assegurada Ajustada será alocada de e em outro Submercado. Neste caso:

- O Superávit Líquido de Geração (Pot_1_{sj}) definido em 7.5.5(a) será zero, uma vez que nenhuma sobra de energia está disponível para ser doada a usinas de outros Submercados;

- O valor de Superávit Total de Geração do Submercado (Pot_{sj}) que representa a sobra de Energia Assegurada Ajustada disponível, será alocado (rateado) a cada usina com déficit de Energia Assegurada Ajustada, dentro do mesmo submercado, na proporção do déficit da usina em relação ao Déficit Total de Geração do submercado. O Ajuste de Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Assegurada (EA_2ASS_{pj}), determinado na seção 7.5.5 (b) representa esta parcela do Superávit Total de Geração que cada usina deficitária recebe em seu Submercado. Em outras palavras, o excedente disponível de Energia Assegurada Ajustada de um Submercado será proporcionalmente alocado para as usinas com déficit naquele Submercado, entretanto cada usina continuará com um déficit de Energia Assegurada Ajustada a ser suprida (alocada) em outros submercados.
- O Ajuste de Segundo Estágio de Alocação de Energia Assegurada possibilita o cálculo do déficit remanescente para cada usina ($Deficit_1_{pj}$) conforme definido em 7.5.5 (c), que representa a energia que será alocada (recebida) em outros Submercados a fim de que estas usinas ainda deficitárias completem o seu nível de Energia Assegurada Ajustada.
- Cada usina que não conseguir suprir totalmente seu limite de Energia Assegurada Ajustada em seu próprio Submercado (Submercado Deficitário que possuem Pot_1_{sj} igual a 0) receberá, nos Submercados Superavitários (que possuem Pot_1_{sj} diferente de 0) a energia necessária para suprir seu déficit remanescente de Energia Assegurada Ajustada ($Déficit_1_{pj}$). Assim, em cada Submercado Superavitário (doador) será alocada uma parcela da energia necessária para completar a Energia Assegurada Ajustada da usina, na proporção da contribuição deste Submercado doador em relação à contribuição de todos os submercados doares. Esta parcela de energia alocada em cada Submercado doador é denominada Ajuste de Terceiro Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Assegurada (EA_3ASS_{pij}) e é determinada na seção 7.5.6

7.6 Alocação da Energia Secundária

Conforme descrito na seção 7.5.5, a variável Pot_1_{sj} existe para um Submercado Superavitário ou seja, neste Submercado foram supridos todos os déficits de Energia Assegurada Ajustada das usinas e ainda sobrou um saldo disponível de energia para ser alocada neste submercado a fim de suprir as necessidades de Energia Assegurada Ajustada de usinas em outros Submercados Deficitários (terceiro estágio de alocação de energia

assegurada). O saldo de energia remanescente do Submercado Superavitário, após a alocação de energia para usinas de outros submercados (EA_3ASS_{psj}) é calculado na seção 7.6.1 (b) e é denominado Energia Remanescente Após a Alocação de Energia Assegurada (ERN_{sj}).

O total de ERN_{sj} de todos os Submercados é igual à energia secundária total (SEC_j), ou seja, ERN_{sj} identifica a proporção da energia secundária total do sistema existente em cada Submercado.

A alocação da Energia Secundária (SEC_j) será determinada entre as usinas, segundo critérios distintos, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 290/2000:

- Até Dezembro de 2000, metade da Energia Secundária é alocada a todos os geradores na proporção de suas Energias Asseguradas. A outra metade da Energia Secundária é alocada somente àqueles geradores que tiverem gerado acima de seus níveis de Energia Assegurada (ou seja tiverem excedente de geração). Esta parte é alocada na proporção do excedente de cada gerador.
- A partir de 1º de Janeiro de 2001, a alocação da Energia Secundária deverá ser feita somente na proporção das Energias Asseguradas, do respectivo período de apuração, para as usinas participantes do MRE.
- Esta alocação de Energia Secundária, da mesma forma que para a Energia Assegurada, tem como prioridade a alocação do direito à Energia Assegurada no próprio Submercado. Se ainda houver direito de receber Energia Secundária, esta é alocada de outros Submercados.

A seção 7.6.1 (c) calcula o Excesso de Energia de MRE da Usina ($excess_{pj}$) como sendo a diferença positiva entre sua geração real (G_{pj}) e sua Energia Assegurada (ASS_1_{pj}) não ajustada.

A constante de proporcionalidade (R_SEC), determinada no Apêndice C das Regras de Mercado, representa a proporção de Energia Secundária do sistema que será rateada na proporção das Energias Asseguradas. Até dezembro de 2000, este valor será 0,5, o que significa que a distribuição de energia secundária será: 50% proporcional a Energia Assegurada; e os 50% restantes proporcionalmente aos excessos de geração. A partir de 2001, R_SEC será 1, fazendo com que toda a energia secundária seja distribuída às usinas proporcionalmente a suas energias asseguradas.

Na seção 7.6.1 (d), no caso de R_SEC assumir valor igual a 0.5, para cada usina que tiver gerado acima do seu nível de Energia Assegurada, é calculado o Direito à Energia Secundária Proporcional ao Excesso de Geração ($SALOC_C_{pj}$). Este valor corresponde à metade da Energia Secundária do

sistema que será alocada proporcionalmente ao excesso de geração ($excess_{pj}$) desta usina em relação ao excesso de geração total. Caso R_{SEC} assuma valor 1, a variável $SALOC_{C_{pj}}$ assume valor igual a 0 e toda a Energia Secundária será rateada na proporção da Energia Assegurada de cada gerador.

Na sessão 7.6.1 (e), para cada usina participante do MRE, é calculado o Direito à Energia Secundária Proporcional à Energia Assegurada ($SASS_{C_{pj}}$). Este valor é proporcional a Energia Assegurada desta usina em relação à Energia Assegurada total.

Nas sessões 7.6.2 até 7.6.6 é efetivada a alocação de Energia Secundária entre as usinas. Inicialmente, na seção 7.6.2 os dois tipos de Direito à Energia Secundária são somados para cada usina, obtendo-se o Direito Total de Energia Secundária ($SEC_{C_{pj}}$). Este valor é então agregado para todas as usinas dentro de um Submercado ($SEC_{SM_{sj}}$) na seção 7.6.3.

Na seção 7.6.4 é analisado o caso para um determinado Submercado em que o saldo de Energia Remanescente Após a Alocação de Energia Assegurada (ERN_{sj}) é maior do que o Direito Total à Energia Secundária ($SEC_{SM_{sj}}$) naquele Submercado. Neste caso:

- Todos estes direitos dentro do Submercado em questão serão totalmente atendidos, e a sobra ($Pot_{2_{sj}}$), definida como Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária, estará disponível para usinas de outros Submercados receberem seus Direitos à Energia Secundária.
- O Ajuste de Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária ($EA_{2SEC_{pj}}$), para uma determinada usina, corresponde à alocação (recebimento), dentro do seu próprio submercado, de toda a energia necessária para garantir seu Direito Total à Energia Secundária ($SEC_{C_{pj}}$).

Na seção 7.6.5, analisa-se o caso em que, para um determinado Submercado, o saldo de Energia Remanescente Após a Alocação de Energia Assegurada (ERN_{sj}) é menor do que o Direito Total à Energia Secundária ($SEC_{SM_{sj}}$) naquele Submercado. Em outras palavras, quando o Submercado, como um todo, não possui energia suficiente para garantir os direitos de Energia Secundária de todas as suas usinas, então esta energia necessária será alocada (recebida) em outro Submercado. Neste caso:

- O Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária ($Pot_{2_{sj}}$) definido em 7.6.5(a) será zero, uma vez que nenhuma sobra de energia está disponível para ser doada a usinas de outros Submercados;

- O valor do saldo de Energia Remanescente Após a Alocação de Energia Assegurada (ERN_{sj}) que representa a sobra de Energia disponível no Submercado será rateado entre as usinas, na proporção do Direito Total à Energia Secundária ($SEC_{C_{pj}}$) de cada usina em relação ao Direito Total à Energia Secundária no Submercado ($SEC_{SM_{sj}}$).
- O Ajuste de Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária ($EA_{2SEC_{pj}}$), determinado na seção 7.6.5 (b) representa a parcela do rateio do de Energia Remanescente Após a Alocação de Energia Assegurada (ERN_{sj}) que cada usina recebe em seu Submercado proporcionalmente ao seu direito.
- Isto resultará num déficit, uma vez que ERN_{sj} será insuficiente para atender a totalidade dos Direitos. Este déficit ($Déficit_{2_{pj}}$) é então coberto pelos $Pot_{2_{sj}}$ positivos de outros Submercados. O Ajuste de Segundo Estágio de Alocação de Energia Assegurada possibilita o calculo do déficit remanescente para cada usina ($Déficit_{2_{pj}}$) conforme definido em 7.6.5 (c), que representa a energia que será alocada (recebida) em outros Submercados a fim de que estas usinas ainda deficitárias completem seus Direitos a Energia Secundária.
- Cada usina que não conseguir suprir totalmente seus Direito de Energia Secundária em seu próprio Submercado (Submercado Deficitário que possuem $Pot_{2_{sj}}$ igual a 0) receberá, nos Submercados Superavitários (que possuem $Pot_{2_{sj}}$ diferente de 0) a energia necessária para suprir seu déficit remanescente de Direito a Energia Secundária ($Déficit_{2_{pj}}$). Assim em cada Submercado Superavitário (doador) será alocada uma parcela da energia necessária para completar o Direito da usina, na proporção da contribuição deste Submercado doador em relação à contribuição de todos os submercados doares. Esta parcela de energia alocada em cada Submercado doador é denominada Ajuste de Terceiro Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária ($EA_{3SEC_{pj}}$) e é determinada na seção 7.6.6.

7.7 Tratamento do Excedente de Itaipu *sub judice*

Esta seção tem o objetivo de quantificar o montante de energia alocada às quotas-partes de Itaipu que estiver acima dos limites de Potência Contratada e atribuí-lo ao Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice*. Como a Potência Contratada de cada quota-parte constitui o teto de alocação de Energia Assegurada, as quantidades alocadas que venham a ultrapassar este limite serão, necessariamente, energia secundária.

Para tanto, em 7.7.1 são determinadas as variáveis que permitem identificar a existência do Excedente de Itaipu *sub judice*. Para cada quota-parte, se calcula a Geração total Alocada ($AL_{G_{pj}}$), associada à usina virtual correspondente, o Limite de Potência efetiva de Itaipu no centro de gravidade ($I_{DL_{pj}}$), associado ao gerador virtual correspondente, e uma variável que indica quanto que o eventual excedente representa em relação ao total de energia secundária alocada àquela quota-parte ($PSEC_{I_{pj}}$). Para se calcular o Limite de Potência de Itaipu ($I_{DL_{pj}}$) no centro de gravidade, é levado em consideração se a quota de geração pertence a um Gerador ou Distribuidor através do Sinalizador ($VQGIT_{F_e}$). Se a quota de geração de Itaipu pertencer a um Gerador ($VQGIT_{F_e}=1$), este possuiu sua energia comprometida em Contratos Iniciais, portanto aplica-se à sua Potência Contratada o fator de perdas de Contratos Iniciais ($IC_{ELF_{ej}}$). Se a quota de geração de Itaipu pertencer a um Distribuidor ($VQGIT_{F_e}=0$), este não possuiu sua energia comprometida em Contratos Iniciais, portanto aplica-se à sua Potência Contratada o fator de perdas de geração ($XP_{GLF_{sj}}$).

Em 7.7.2 é efetivamente calculado o Excedente de Alocação (EXC_{psj}). Este é equivalente à parte relevante da energia secundária que a quota-parte recebeu em cada submercado. Conforme explicitado no Capítulo 2 “Provisão de Dados”, no seu item 2.10.6 (e), a quantidade de energia equivalente ao excedente em cada submercado é atribuída ao Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice* (ACEI), no submercado em que a quota-parte recebeu a energia secundária, para que o ACEI assuma as eventuais exposições de preço decorrentes do processo do MRE. O parágrafo 7.7.3 garante a consistência global do cálculo do excedente, que deve ser derivado somente de quotas-partes de Itaipu.

Em 7.7.4 os excedentes recebidos das quotas-partes em cada submercado são totalizados ($EXCIT_{srj}$) e atribuídos ao ACEI.

No Capítulo 9 “Contabilização”, seção 9.9.1, foi incorporada a parcela relativa ao Excedente de Itaipu *sub judice* no cálculo dos balanços de energia a serem contabilizados.

7.8 Ajustes Totais do MRE

Nesta seção, somam-se os vários ajustes do MRE para uso em outras partes das Regras, especialmente na contabilização.

O segundo e o terceiro ajustes de energia, $EA_{2_{pj}}$ e $EA_{3_{plj}}$, são calculados em 7.8.1 e 7.8.2. Estas variáveis representam, respectivamente, para cada usina, a alocação total de Energia Assegurada e Energia Secundária no próprio Submercado e a alocação total de Energia Assegurada e Energia Secundária em outros Submercados, deduzidos os eventuais excedentes de Itaipu.

No item 7.8.3, é calculado o Ajuste Total das Alocações de MRE para uma usina ($ERM_{P_{pj}}$) que representa o valor líquido de quanto de energia foi doado ao MRE e quanto de energia Assegurada e Secundária foi recebida em seu próprio submercado e em outros Submercados. Este cálculo será usado para calcular a compensação por custos variáveis de geração (ver a seção 7.9).

No item 7.8.4, calcula-se o Total de Ajuste de MRE para um Gerador em seu próprio submercado ($ERMAS_{sgj}$), ou seja, o valor líquido total de tudo que foi doado ao MRE e recebido de Energia Assegurada e Secundária por suas usinas em seu próprio Submercado. Esta variável é usada para ajustar os volumes de geração para contabilização em cada Submercado (ver seção 9.1).

No item 7.8.5, é calculada o Ajuste de MRE do Gerador de um Submercado para o Outro ($ERMAL_{gslj}$), sendo este a quantidade correspondente à Energia Assegurada e Secundária que as usinas localizadas no submercado, “s”, de um gerador, receberam no submercado “l”. Este cálculo é determinado para cada submercado doador.

No item 7.8.6, determina-se o somatório de $ERMAL_{gslj}$ de todos os Submercados que doaram energia às usinas do gerador localizadas em outros submercados. Isto possibilita quantificar o Total de Ajuste de MRE do Gerador Alocado em Outro Submercados ($TERMAL_{lgj}$). Esta variável é usada para ajustar os volumes de geração para contabilização em cada Submercado (ver seção 9.1).

7.9 Custos de compensação de geração

A última seção das regras do MRE efetua a compensação de custos variáveis de geração. Isto é necessário porque uma usina entregou energia ao MRE (cujos custos de geração ele incorreu) que foi alocada para outra usina que terá os direitos sobre esta energia, sem tê-la produzido.

Esta compensação é obtida através do cálculo de uma taxa de compensação média que deve ser paga por todas as usinas que são receptoras líquidas através do MRE para todas aquelas que são doadoras líquidas.

No item 7.9.1, é determinado se uma usina é uma doadora líquida de energia ao MRE (caso no qual DON_{pm} é definido) ou é uma recebedora líquida de energia (caso no qual REC é definido). No item 7.9.2 o Custo Variável para Trocas de Energia no MRE (TVC_p) será igual ao Custo do MRE (CUSTO_MRE) definido no Apêndice c das Regras de Mercado. Em 7.9.3 é calculado o Custo a Ser Pago pela Geração ($COST_{pm}$), ou seja, montante em R\$ que a usina doadora receberá pela energia doada.

O total dos custos variáveis de geração, que foi incorrido pelas doadoras líquidas de energia no MRE, é dividido pela quantidade recebedora líquida total do MRE – incluído o total recebido pelo Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice*, para gerar uma Taxa de Recuperação de Custo de Geração (CRR_m) média em 7.9.4. Esta taxa de recuperação é aplicada em 7.9.5 à energia “recebida” através do MRE, para determinar o pagamento (PAY_{pm}) a ser feito por cada usina pela energia que recebeu no MRE.

As variáveis $COST_{pm}$ e PAY_{pm} são utilizadas no cálculo dos pagamentos a serem feitos a um gerador com relação ao Ajuste de Compensação dos custos do MRE na seção 9.5.2 das Regras de Mercado.

Em 7.9.6 é calculado o pagamento ($EXCIT_PAY_{rm}$) que também o Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice* deve fazer pela energia que recebeu no MRE.

A variável $EXCIT_PAY_{rm}$ é utilizada no cálculo do valor total não ajustado a ser pago ao MAE pelo Distribuidor/Comercializador, determinado na seção 9.12.2 das Regras de Mercado. Como somente o ACEI terá $EXCIT_{srij}$ diferente de zero, será este o Agente a pagar pela energia recebida no MRE.

A variável $EXCIT_COST_{rm}$ tem a finalidade de identificar o montante que o ACEI deve receber pelas doações de MRE relativas ao Excedente de Itaipu *sub judice*. Na abordagem atual, os eventuais excedentes são sempre recebidos, e nunca doados pelo ACEI. Por isso, esta variável assume sempre o valor zero.

8 ALOCAÇÃO DO EXCEDENTE FINANCEIRO

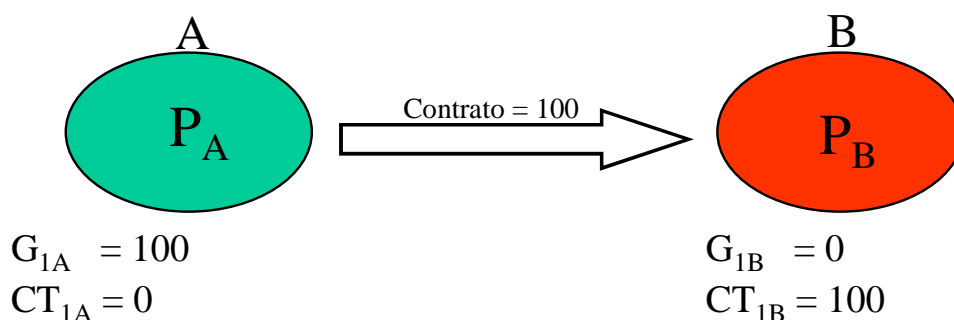
8.1 Introdução

Este capítulo explica o processo de alocação do excedente financeiro decorrente da comercialização de energia entre submercados. Este processo foi estabelecido visando mitigar os riscos de exposição de contratos e de energias asseguradas, que ocorrem quando um Agente assume posições de venda em submercados diferentes de onde se localiza o lastro físico dos contratos.

Exposição de Contratos a Diferenças de Preços Entre Submercados

Em um submercado tipicamente importador, como no caso do Sudeste, é natural a existência de contratos que tenham fontes de geração localizada em outros submercados. Como o contrato fica registrado somente no submercado que o comprador escolher, o contrato causará ao vendedor exposições aos preços spot dos dois submercados envolvidos. No submercado fonte, onde o vendedor tem suas usinas, ele irá vender a energia no MAE, ao preço spot daquele submercado, já que nele existe a produção mas não existe o contrato. No submercado destino, o vendedor terá que comprar a energia no MAE, ao preço desse submercado, onde existe o contrato mas não existe a sua geração.

Se os preços dos submercados são iguais, não há problema. Mas se os preços são diferentes, haverá ganho ou perda. O contrato ficará exposto ao montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os submercados.



$$\text{Exposição do Contrato} = 100 \cdot (P_A - P_B)$$

No exemplo acima, o Gerador 1 tem um contrato de 100 registrado no submercado B, e sua geração está no submercado A. Assim, este gerador produz 100 no submercado A, e vende essa produção ao preço P_A , enquanto

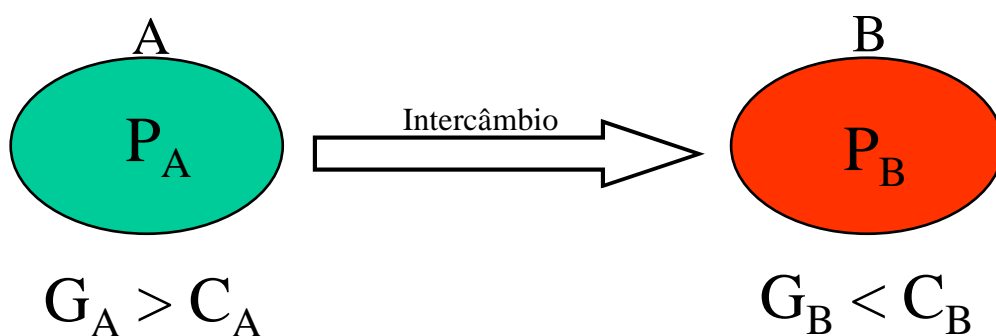
que no submercado B o gerador irá comprar 100 ao preço P_B para atender seu contrato.

A exposição será negativa, na figura acima, se $P_B > P_A$, ou seja, se o compromisso contratual for no submercado de preço mais alto, e positiva em caso contrário. Como exemplos conhecidos, tipicamente as exposições de importação nessa situação são negativas, pois envolvem intercâmbio para o Sudeste, enquanto que as exposições dos contratos de Itaipu nessa situação são positivas, pois a energia de Itaipu é considerada entregue no Sudeste, mas é vendida às distribuidoras do Sul.

Em qualquer caso, o problema da exposição de contratos não envolve a parte compradora, que recebe a energia no seu submercado de interesse. O risco está associado à parte vendedora.

Como surge o Excedente Financeiro

O Excedente Financeiro, ou Surplus, é consequência natural da diferença de preços entre submercados. A cada hora do dia, sempre haverá pelo menos um submercado importando energia de outro(s), e pelo menos um submercado exportando energia para outro(s). Na figura abaixo, tem-se um exemplo em que o submercado A exporta para o submercado B. Como qualquer submercado exportador, a geração em A é maior que seu consumo, com a diferença exportada para B, que tem consumo maior que geração e que, portanto, deve importar energia de A para atender toda a sua carga.



É o montante de intercâmbio que determina a existência ou não de Excedente Financeiro no mercado. O intercâmbio é realizado tipicamente através de linhas de transmissão, que têm limite de capacidade. Se o intercâmbio não atinge o limite, significa que, no submercado importador, o intercâmbio é a fonte marginal de geração, ou seja, é capaz de cobrir o consumo remanescente, após a utilização de fontes locais mais baratas de geração. Neste caso, o preço dos submercados é o mesmo e não existe Excedente Financeiro.

Se o intercâmbio atinge o limite, significa que a importação não foi suficiente para atender toda a carga em B, sendo portanto necessário despachar fontes locais de geração mais caras do que o intercâmbio. Assim, o preço em B será maior do que o preço de A.

Em qualquer dos casos, a energia exportada é vendida em A ao valor PA, e comprada em B ao valor PB. Se os preços são iguais, a sobra é zero. Se $PB > PA$ sobrar uma quantia equivalente ao intercâmbio, multiplicado pela diferença entre PB e PA. Esta quantia é o Excedente Financeiro, que não pertence a nenhum agente do mercado porque todos pagaram e receberam ao preço de seus mercados.

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.

O Processo de Alocação do Excedente Financeiro no MAE

Esta seção estabelece as formas específicas de exposição financeira decorrente da diferença de preço entre submercados que têm direito a ser aliviadas pelo Excedente Financeiro. Apenas as exposições listadas abaixo têm direito a alívio. Outros contratos que venham a estar expostos a diferenças de preços entre submercados não têm qualquer proteção no MAE.

No MAE o Excedente Financeiro é utilizado para aliviar as exposições dos geradores no MRE referente às alocações de Energia Assegurada em submercados com preços diferentes dos submercados onde estão localizadas as usinas e as exposições de alguns contratos tratadas de forma especial. Este tratamento especial é destinado a:

- Contratos Iniciais;
- Contratos de Itaipu de quotistas no submercado Sul;
- Parcela de Contrato de Importação da Argentina considerada nos Contratos Iniciais;
- Contratos de Autoprodução ;
- Direitos Especiais (concedido à usinas específicas, definidas pela ANEEL).

Os Contratos Iniciais, de Itaipu, Autoprodução e de Importação são contratos assinados antes da criação do MAE. Os Direitos Especiais são concedidos às usinas que tiveram concessão outorgada ou prorrogada também antes do MAE.

Ao se estipular quais contratos possuem o direito a alocação do Excedente Financeiro se procurou mitigar os riscos não controláveis dos Agentes afetados pela diferença de preços, ou seja, minimizar riscos adicionais aos Agentes com contratos pré-existentes devido à criação de submercados com o advento do MAE. Destes Agentes, aqueles que se beneficiarem com as restrições de transmissão, ou seja, que tiverem uma exposição positiva relativa ao preço, deverão abrir mão desses benefícios, que serão somados ao Excedente Financeiro normal. Disso resulta um Excedente Financeiro total que será utilizado para alívio das exposições negativas das transações acima citadas.

O processo de alívio destas exposições é realizado mensalmente da seguinte forma:

1. O Excedente Financeiro decorrente da comercialização no mercado spot entre submercados com preços diferentes é somado a todas as exposições positivas dos contratos com direitos a alívio de exposição e as exposições positivas decorrentes de alocações verificadas de energia assegurada do MRE, formando o excedente financeiro total disponível;
2. O Excedente Financeiro total é rateado entre as exposições negativas, na proporção da exposição de cada gerador;
3. Se o Excedente Financeiro total for insuficiente para cobrir as exposições negativas, o alívio é proporcional às exposições de cada gerador, o que deixa exposições residuais para cada um. As exposições residuais dos geradores que participam do MRE são então rateadas entre eles, na proporção de suas energias asseguradas mensais, para que ninguém fique com exposição residual incompatível com seu porte (ou seja, faz-se o rateio do prejuízo). Alguns geradores do MRE podem ter sua exposição residual negativa aumentada, outros geradores, entretanto, podem ter sua exposição negativa residual diminuída.
4. Se o Excedente Financeiro total for suficiente, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Se sobrar excedente financeiro, esta sobra é então utilizada para aliviar as exposições do mês imediatamente anterior. Se ainda houver sobra após este passo, ela é utilizada para aliviar despesas dos distribuidores com encargos de serviços de sistema (ESS) (ver seção 6.10). E finalmente, se ainda sobrar excedente após o alívio do ESS, a sobra final será depositada num fundo destinado a aliviar despesas de ESS do mês seguinte.

8.2 Validação das Quantidades de Exposição

Esta seção estabelece o critério de validação das quantidades de energia entre submercados registradas pelos Agentes e calculadas pelo MAE, que terão direitos a alívio de exposição.

Tal validação é feita comparando-se o total mensal dos valores de Energia não Ajustada de Direitos Especiais entre Submercados ($UEADE_{gslj}$) e Energia não ajustada de Autoprodução Entre Submercados ($UEAAUT_{gslj}$) registrados pelo MAE conforme 2.15, com os valores mensais registrados pelos Agentes conforme seção 2.11, respectivamente Energia Mensal de Direitos Especiais Entre Submercados ($MEADE_{gslm}$) e Energia Mensal de Autoprodução entre Submercados ($MEAAUT_{gslm}$).

Caso o total registrado pelo MAE seja menor ou igual ao valor declarado pelos Agentes, os valores por período de comercialização, j , calculados pelo MAE não sofrerão qualquer ajuste e serão utilizados no capítulo 8. Caso o total calculado seja maior que o valor declarado pelos Agentes, serão considerados como valores com direito a alívio de exposição, os valores declarados pelo Agente, com a mesma modulação dos valores calculados pelo MAE. A validação será feita para cada um dos seguintes tipos de exposição de energia entre submercados: Energia de Autoprodução Entre Submercados ($EAAUT_{gslj}$) e Energia de Direitos Especiais Entre Submercados ($EADE_{gslj}$).

Não é necessária a validação das quantidades de exposição de Contratos Iniciais ($EACT_{gslj}$) por que estas são calculadas diretamente no capítulo 12 e registradas pelo MAE conforme seção 2.12. Da mesma forma, as exposições de Itaipu ($EAIT_{gslj}$) e de Importação ($EAIMP_{gslj}$) não sofrem validação no Capítulo 8 porque os valores registrados pelo MAE já são finais: no caso de Itaipu, o direito de alívio de exposição equivale à quantidade contratada da quota-parte (ver seção 2.13), e no caso da Importação, o direito é equivalente ao percentual de contratos iniciais que é lastreado por energia importada (ver seção 2.14 e ver Apêndice A – definição de P_IMP_{gm}).

8.3 Cálculo de Exposições de Preço de Contrato

Esta seção analisa cada uma das cinco formas particulares de contrato qualificadas para o alívio de exposição e calcula a exposição de preço decorrente de cada uma. Em cada caso, o volume de contrato entre dois Submercados é multiplicado pela diferença de preço entre eles.

O cálculo destas exposições quantifica, para o gerador, a exposição financeira real decorrente da diferença de preços entre os Submercados, visto que para cada contrato, o gerador é vendedor líquido no MAE em um Submercado, e comprador líquido no MAE em outro Submercado.

As exposições positivas e negativas de Contratos Iniciais, Contratos de Itaipu, Contratos de Importação, Autoprodutores e Contratos com Direitos Especiais são calculadas separadamente para cada gerador resultando respectivamente nas variáveis $PVCT_{gslj}$ e $NVCT_{gslj}$ em 8.3.1, $PVIT_{gslj}$ e $NVIT_{gslj}$ em 8.3.2, $PVIM_{gslj}$ e $NVIM_{gslj}$ em 8.3.3, $PVAU_{gslj}$, $NVAU_{gslj}$ em 8.3.4, e $PVDE_{gslj}$ e $NVDE_{gslj}$ em 8.3.5.

No item 8.3.6, somam-se todas as formas de exposição de contrato de cada gerador, resultando no total das exposições positivas ($TOTPOS_{gslj}$) e no total das exposições negativas ($TOTNEG_{gslj}$) para um gerador, decorrentes das cinco categorias de contrato que possuem direitos a alívio de exposição negativa através da alocação do Excedente Financeiro.

8.4 Cálculo de Exposições do MRE

Esta seção determina as quantidades de exposição das usinas, decorrentes das alocações de Energia Assegurada do MRE em Submercados diferentes daquele em que a usina está localizada.

O item 8.4.1 (a), calcula a energia alocada que tem direito ao alívio de exposição do MRE (EAF_{3plj}) concedido apenas à energia assegurada (energia secundária não tem direito a alívio de exposição) que foi alocada à usina em outros Submercados.

No item 8.4.1 (b) calcula-se o valor da exposição por MRE ($VCSA_{plj}$), equivalente ao montante alocado no outro submercado multiplicado pela diferença de preços entre este submercado e o submercado da usina. Nos itens 8.4.1(c) e 8.4.1(d) examina-se as exposições de MRE de cada usina, qualificando-as como positivas ($PVSA_{plj}$) ou negativas ($NVSA_{plj}$), da mesma forma que as exposições de contrato são qualificadas na seção 8.3.

8.5 Alocação do Excedente Financeiro

Na seção 8.5.1 o Excedente Financeiro total composto pelo Excedente Financeiro originado pela comercialização no mercado spot realizada entre submercados com preços diferentes ($TSUP_m$ - ver seção 9.11), é adicionado ao total de exposições positivas do MRE e dos contratos especiais com direito ao alívio de exposição, e então alocado para aliviar as exposições negativas do MRE e dos contratos com direito a alívio. O processo tem os seguintes passos:

- a) São calculadas as exposições positivas (PGB_{gm}) e negativas (NGB_{gm}) totais de cada gerador, totalizando-se respectivamente suas exposições positivas e negativas de seus contratos e de suas usinas participantes do MRE;

- b) O total de Excedente Financeiro disponível para o alívio das exposições (T_{POT_0m}) é composto pela parcela do Excedente Financeiro obtido no mês devido a comercialização de energia no MAE entre submercados com preços diferentes (T_{SUPm}) adicionado às exposições positivas de todos os geradores;
- c) Se o montante de Excedente Financeiro disponível for maior que todas as exposições negativas do mês, sobrar uma Reserva para Alívio de Exposições (SF_FUNm), destinada a aliviar as exposições negativas do mês anterior e os Encargos de Serviço de Sistema;
- d) Se houver excedente financeiro suficiente, o montante efetivamente utilizado (T_{POT_1m}) para alívio de exposições negativas (NGB_{gm}) será igual ao montante necessário, ou seja, será igual à soma das exposições negativas a serem aliviadas. Se o excedente disponível for menor do que a necessidade, ele será integralmente utilizado;
- e) Caso a sobra de Excedente Financeiro do mês (SF_FUNm) seja maior que o valor remanescente de exposição negativa do mês anterior ($FSUMEX_{m-1}$ – ver seção 8.7), esta sobra será alocada para aliviar integralmente estas exposições (SF_COMPm), e o montante restante (SF_SSCm) é destinado à redução do Encargo de Serviço do Sistema obtido no mesmo mês. Caso a sobra de excedente financeiro do mês não seja suficiente para cobrir o valor remanescente de exposição negativa do mês anterior, utiliza-se todo este montante para cobrir parcialmente esta exposição. Neste caso, não há sobras de excedente financeiro para a redução do Encargo de Serviço do Sistema;
- f) O Ajuste de Excedente Financeiro do Gerador (GSA_{gm}) corresponde ao alívio das exposições negativas do mês, obtida via alocação do Excedente Financeiro total (T_{POT_1m}) na proporção das exposições negativas de cada gerador em relação ao total de exposições negativas. A parcela de exposição positiva (PGB_{gm}) do gerador, que contribuiu para aliviar o conjunto das exposições negativas, é abatida, tornando GSA_{gm} num valor líquido do resultado do gerador na alocação de excedente financeiro. Ou seja, como o gerador deve entregar PGB_{gm} , e deve receber sua fatia de T_{POT_1m} , estas duas operações estão aglutinadas no cálculo de GSA_{gm} . O valor positivo de GSA_{gm} representa a parcela líquida a receber no processo de alívio de exposições. O valor negativo de GSA_{gm} representa o valor líquido a pagar, correspondente à entrega de exposições positivas para alívio de exposição de outros geradores.

A parcela de GSA_{gm} é acrescentada ou abatida dos pagamentos a serem feitos a um Gerador com relação ao Ajuste mensal de Excedente Financeiro, no Capítulo 9, seção 9.5.1.

8.6 Rateio das Exposições Residuais

Esta seção calcula o total de exposição negativa residual dos geradores do MRE, quando o Excedente Financeiro disponível não foi suficiente para aliviar todas as exposições negativas, e faz um rateio deste total entre os geradores participantes deste rateio, com base na energia assegurada destes geradores. Este rateio suaviza a exposição de alguns geradores e aumenta a exposição de outros. O processo tem os seguintes passos:

- Em 8.6.1 é calculada a exposição residual líquida de cada gerador ($NETEX_{gm}$) após o Excedente Financeiro ter sido alocado. A exposição residual corresponde à exposição negativa original, abatida do alívio recebido (GSA_{gm}), e descontada a exposição positiva (PGB_{gm}) do gerador (isto é necessário algebricamente por que GSA_{gm} é um ajuste líquido, conforme explicado na seção 8.5).
- Em 8.6.2 faz-se a identificação dos geradores participantes do rateio, através do sinalizador ERM_{F_g} . Participam do rateio todos os geradores que têm usinas no MRE, ou que tenham exposições negativas de direitos especiais.
- O total das exposições líquidas de todos os geradores, $SUMEX_m$, é obtido em 8.6.3 para os geradores participantes do rateio.
- Para cada gerador, em 8.6.4 é calculado o ajuste líquido correspondente à sua participação no rateio ($GSMA_{gm}$). Este valor representa a diferença entre quanto que o gerador ficou exposto ($NETEX_{gm}$) no processo de alocação de excedente financeiro, e quanto seria sua exposição residual no rateio destas pela energia assegurada. $GSMA_{gm}$ corresponde então, ao ajuste para fazer a exposição residual do gerador de $NETEX_{gm}$ para o valor correspondente à sua parcela do rateio total. O valor positivo de $GSMA_{gm}$ representa a parcela a receber para reduzir a exposição residual do gerador. O valor negativo de $GSMA$ representa o valor a pagar por um gerador, significando sua contribuição para o alívio de exposições residuais de outros geradores participantes do rateio.

A parcela de $GSMA_{gm}$ é acrescentada ou abatida dos pagamentos a serem feitos a um Gerador do MRE com relação ao Ajuste mensal de Excedente Financeiro, no Capítulo 9, seção 9.5.1.

8.7 Compensação de Exposições do Mês Anterior

Nesta seção calcula-se o ajuste de compensação das exposições negativas residuais do mês anterior.

No item 8.7.1 é calculada a exposição líquida final ($FNETEX_{gm}$) que corresponde à diferença entre a exposição líquida após a alocação do Excedente Financeiro obtido no item 8.6.1 e o ajuste devido ao rateio de exposições residuais dos Geradores do MRE obtido no item 8.6.4. Os geradores do MRE que contribuíram para o rateio de exposições residuais ($GSA_{gm} < 0$) terão sua exposição líquida final aumentada, entretanto poderão ser compensados no mês seguinte, caso exista sobra de excedente financeiro disponível (ver seção 8.5.1(e)).

No item 8.7.2 é feito o somatório de toda a exposição líquida final ($FSUMEX_m$) que poderá ser aliviada no mês seguinte.

O Ajuste de Compensação do Gerador (GCA_{gm}) representa, quando existente, alívio de exposição negativa residual final do mês anterior para todos os geradores, caso haja uma sobra de Excedente Financeiro no mês (SF_COMP_m). O Excedente Financeiro remanescente do mês (SF_COMP_m) alocado para compensar as exposições do mês anterior, será distribuído para todos os geradores na proporção da suas exposições liquidadas finais individuais, $FNETEX_{gm-1}$.

A parcela de GCA_{gm} é acrescentada aos pagamentos a serem feitos a um Gerador do MRE com relação ao Ajuste mensal de Excedente Financeiro, no Capítulo 9, seção 9.5.1.

Excedente Financeiro Negativo nas Regras de Mercado

Um valor negativo de Excedente Financeiro pode acontecer quando o sentido do intercâmbio entre os submercados com preços diferentes (do mais barato para o mais caro), indicado pelos modelos de preço no cálculo do preço ex-ante, é oposto ao intercâmbio realizado pelo ONS.

Esta circunstância resulta num valor negativo para a variável $TSUP_m$ (seção 9.11), que será adicionada ao total de Exposições positivas para formar o Excedente Financeiro Total Disponível Para Alívio de Exposições ($TPOT_0_m$), conforme descrito na seção 8.5.1(b). Este valor, se negativo, representa o Excedente Financeiro Negativo que será pago pelos Geradores, ou seja, todos terão GSA_{gm} negativo, resultando numa exposição residual ($NETEX_{gm}$) maior do que a exposição negativa original (NGB_{gm}).

9 CONTABILIZAÇÃO

DESCRIÇÃO GERAL

Neste capítulo são efetuados os cálculos finais de receitas e despesas no MAE de todos os Agentes. Os componentes principais das receitas ou despesas, nesta fase de implementação do MAE, são: exposição ao preço spot, encargos de serviços do sistema, participação no MRE, e alocação de excedente financeiro.

Apresenta-se a seguir o conceito de exposição ao preço spot.

Exposição ao preço spot

Um gerador está exposto ao preço spot quando o seu total gerado é diferente do total comprometido em contratos. Essa diferença deverá ser comprada ou vendida ao preço spot. Matematicamente:

$$\text{Exposição ao spot} = (\text{Geração} - \text{Contrato}) * \text{Preço Spot}$$

Um valor negativo indica que o gerador está comprando no MAE, e vice-versa.

Analogamente, um distribuidor ou comercializador está exposto quando o seu total consumido é diferente do total comprado em contratos, com a diferença sendo comprada (se for positiva) ou vendida (se for negativa) ao preço spot. A equação fica:

$$\text{Exposição ao spot} = (\text{Consumo} - \text{Contrato}) * \text{Preço Spot}$$

Estes cálculos são realizados para cada submercado, a cada período de comercialização.

Para um gerador, o total gerado representa a produção de todas as suas usinas localizadas no submercado, mais os ajustes de MRE, naquele submercado, de suas usinas hidráulicas. Para um distribuidor ou comercializador, o total consumido representa o somatório de seus pontos de medição de consumo localizados no submercado.

Cada contrato, de curto ou longo prazo, deve ser registrado (quantidades, horários e partes contratantes), no submercado escolhido pelo comprador. Todo contrato existe em somente um submercado. Se, para atender o contrato, o vendedor produz energia com usinas localizadas em outro submercado, este contrato estará sujeito ao risco da diferença de preços entre os submercados, conforme explicado no Capítulo 8 deste documento.

9.1 Pagamentos do MAE aos Geradores

Na seção 9.1.1 determina o Volume de Geração Líquida ($NET_{G_{sgj}}$) que cada gerador comercializará no MAE em cada submercado e em cada período de apuração. Esta geração líquida é referente ao total de energia produzida do Gerador (TGG_{sgj}) alocada ao gerador (energia efetivamente produzida mais os resultados dos ajustes do MRE, que podem ser positivos ou negativos) descontada a energia vendida sob contratos (CG_{sgj}). A variável CG_{sej} corresponde a todos os contratos registrados no MAE de cada gerador em um submercado incluindo os Contratos Iniciais, conforme descrito na seção 2.10. Se $NET_{G_{sgj}}$ for positivo, o Gerador é vendedor líquido no MAE naquele submercado, caso contrário, ele é comprador líquido.

A seção 9.1.2 determina os Pagamentos do MAE para a Geração Medida ($GWGP_{sgj}$) correspondentes à Geração Líquida ($NET_{G_{sgj}}$) determinada em 9.1.1. multiplicada pelo Preço do MAE (WPP_{sj}) determinado na seção 3.2.1.

9.2 Pagamentos por Consumo de Usina

Esta seção calcula o Pagamento por Consumo de Usina do Gerador ($GWGPR_{sgj}$) total feito pelos geradores relativos ao consumo próprio de energia em cada submercado. Uma unidade de geração poderá ser um consumidor líquido de energia, se neste momento ela estiver operando como síncrono. O Consumo Líquido Total ($TGGC_{sgj}$) de um gerador é calculado em 4.7.3. Este é valorizado ao Preço do MAE (WPP_{sj}), sendo este valor o total de pagamento a ser feito pelos geradores relativo ao consumo próprio de energia.

9.3 Pagamentos por Restrição

Esta seção totaliza os Pagamentos por Restrições de Operação ($GCON_{sgj}$) em cada submercado, a cada Gerador que possuir interconectores e/ou usinas térmicas não participante da CCC. O valor de $GCON_{sgj}$ corresponde à agregação de todas as receitas de usinas ($PCON_{pj}$) do Gerador. A seção 6.2 detalha o cálculo de $PCON_{pj}$.

9.4 Pagamentos por Capacidade

Não está previsto este pagamento nas Regras de Implementação.

9.5 Pagamentos por Ajuste do MRE e do Excedente Financeiro

A seção 9.5 calcula três pagamentos de ajuste a serem feitos a um gerador em relação às alocações de MRE e do excedente financeiro. Os componentes desses pagamentos de ajuste são calculados nos Capítulos 7 (MRE) e 8 (Excedente Financeiro).

O primeiro é o Ajuste Mensal do Excedente Financeiro do Gerador (GEM_{1gm}), que determina o montante total de ajuste de excedente financeiro de um gerador. Este valor corresponde à soma do ajuste do Excedente Financeiro, GSA_{gm} (seção 8.5f), do ajuste de exposição residual, $GSMA_{gm}$ (seção 8.6.4) e do ajuste de compensação do mês anterior, GCA_{gm} (seção 8.7.3). Este valor é determinado no final do mês de apuração.

O segundo ajuste é o Ajuste de Compensação dos Custos do MRE ($PERM_{2pm}$), que representa os ressarcimentos ou pagamentos líquidos de cada usina, em relação à energia doada ($COST_{pm}$) ou recebida (PAY_{pm}) através do MRE, conforme determinado no capítulo 7. Esses pagamentos são totalizados para um gerador no item 9.5.3, resultando no Ajuste de Compensação dos Custos do MRE do Gerador (GEM_{2gm}).

No item 9.5.4, os valores de GEM_{1gm} e de GEM_{2gm} são somados para obter o Ajuste Total do MRE e de Alocação do Excedente Financeiro ($TGEM_{gm}$).

9.6 Pagamentos por Penalidade

Não haverá pagamento por penalidade nas Regras de Implementação, pois não haverá penalidades técnicas.

9.7 Correção dos Pagamentos Referentes ao Adicional do Preço de Pico

Não será utilizada esta correção nestas Regras de Implementação, pois os preços do MAE são determinados através de modelos de otimização e regulamentação específica (ver Capítulo 3)

9.8 Pagamentos Totais aos Geradores

A totalização dos pagamentos ao gerador acontece em dois estágios. Na seção 9.8.1, para cada submercado em cada período de comercialização, os pagamentos determinados em 9.1, 9.2 e 9.3 são agregados.

Em 9.8.2, é calculado o valor dos Pagamentos Totais do MAE ao gerador (TPG_{gm}) que agrega para todos os Submercados e para todos os períodos de comercialização em um mês, os Pagamentos do MAE ao Geradores ($TWPG_{sgj}$) calculado na seção 9.8.1, acrescido do Ajuste Total de MRE e de Alocação de Excedente Financeiro ($TGERM_{gm}$), calculado na seção 9.5.4. É adicionado ainda o Ajuste Mensal de Disputas do Gerador ($DISPG_{sgm}$) especificado na seção 2.17.1 e deduzido o pagamento das Penalidades de Medição a Geradores (MPG_{sgm}), especificada na seção 2.19.1.

9.9 Pagamentos de Distribuidores/Comercializadores ao MAE

Esta seção segue a mesma lógica que a seção 9.1, exceto que a totalização é agora efetuada para Distribuidores/Comercializadores.

O Consumo Líquido dos Distribuidores/Comercializadores ($NET_{C_{srj}}$) é o Consumo Total do Distribuidor/ Comercializador (TRC_{srj}) determinado na seção 4.7.1, deduzido o valor da Carga Contratada do Comercializador/Distribuidor (DCG_{srj}), e no caso do Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice* (para o qual $EXCIT_{srj} \neq 0$), deduzido também o Excedente de Itaipu *sub judice* ($EXCIT_{srj}$) total recebido no submercado, determinado na seção 7.7.4, que entra negativo no cálculo por se tratar de energia gerada. A variável DCG_{sej} corresponde a todos os contratos registrados no MAE de cada Distribuidor/Comercializador, em um submercado incluindo os Contratos Iniciais, conforme descrito na seção 2.10. Se $NET_{C_{srj}}$ for positivo, o Distribuidor/Comercializador é um comprador líquido no MAE naquele submercado, caso contrário, ele é vendedor líquido.

O consumo líquido do Distribuidor/Comercializador é então valorizado ao Preço do MAE (WPP_{sj}) para se obter o Pagamento do Distribuidor /Comercializador ao MAE por energia (RWP_{srj}) em cada Submercado.

9.10 Pagamentos do Distribuidor/Comercializador por Encargos de Serviços do Sistema

Os Pagamentos de Encargo de Serviços do Sistema ($RSSC_{srj}$) a serem feitos por um Distribuidor/Comercializador são equivalentes ao preço do Encargo de Serviço de Sistema SSC_{sj} em R\$/MWh, calculado na seção 6.10, no Submercado onde o consumo se realizou, multiplicado pelo Consumo Total do Distribuidor/Comercializador (TRC_{srj}).

9.11 Excedente Financeiro do Submercado

Esta seção calcula o Excedente Financeiro (SUP_{sj}) de um determinado Submercado, e na seqüência o total mensal de Excedente Financeiro ($TSUP_m$). O processo consiste em determinar o déficit ou superávit financeiro total em cada submercado, através da quantificação do total líquido de energia exposta ao spot em cada Submercado e da valorização das mesmas pelos seus respectivos preços. Em um submercado exportador existe mais energia vendida do que comprada no spot, enquanto que em um submercado importador a situação é inversa. Assim, existe mais dinheiro a receber do que a pagar (déficit) no submercado exportador, e mais dinheiro a pagar do que a receber (superávit) no submercado importador. O somatório destes valores fornecerá o excedente financeiro real dos fluxos entre todos os Submercados.

O primeiro passo é calcular a Quantidade Devedora Líquida de Energia (NDQ_{sj}) no item 9.11.1, ou seja, toda a energia comprada no MAE no Submercado. Esta consiste no somatório dos consumos líquidos positivos de Distribuidores/Comercializadores, dos Consumos Totais dos Geradores ($TGGC_{sgj}$), adicionada a geração líquida negativa (i.e. compras líquidas) dos geradores.

Em 9.11.2, a Quantidade Credora Líquida de Energia (NCQ_{sj}), ou seja, toda a energia vendida no MAE naquele Submercado é calculada, como sendo o somatório das gerações líquidas positivas adicionado todo o consumo líquido negativo (i.e. vendas líquidas) dos Distribuidores/Comercializadores.

Em 9.11.3, o Excedente Financeiro de um Submercado (SUP_{sj}) é calculado como a diferença entre o total das Quantidades Devedoras Líquidas (a pagar) e o total das Quantidades Credoras Líquidas (a receber), valorizadas ao Preço do MAE. Se houver mais quantidade a pagar do que a receber (típico de Submercados importadores), haverá um superávit. Em caso contrário, ou seja, num Submercado exportador, haverá um déficit. O somatório dos valores para todos os Submercados, calculado em 9.11.4, fornece o valor do Excedente Financeiro Total ($TSUP_m$) dos submercados no mês, m . Neste somatório, os superávits de alguns Submercados cobrem os déficits de outros submercados, e a sobra líquida dessa cobertura resulta no valor de $TSUP_m$.

Como tipicamente os superávits existem em submercados com preços iguais ou maiores do que os submercados com déficit, $TSUP_m$ é zero ou positivo. Entretanto, conforme descrito no Capítulo 8, se o intercâmbio realizado pelo ONS for oposto àquele indicado no cálculo dos preços do MAE, os superávits vão se realizar a preços menores do que os déficits, e $TSUP_m$ terminará negativo.

O valor de $TSUP_m$ é utilizado na formação do Excedente Financeiro Total Disponível para Alívio de Exposições ($TPOT_{0m}$) determinado na seção 8.5.

9.12 Pagamentos Totais do Distribuidor/Comercializador

De forma análoga aos geradores em 9.8, os valores a pagar dos Distribuidores/Comercializadores é calculado em dois estágios. Na seção 9.12.1 são agregados os valores por período de comercialização, obtidos em 9.9 e 9.10, acrescidos do Ajuste Mensal de Disputas do Distribuidor ($DISPR_{sm}$) a pagar ou a receber, determinado na seção 2.17.1, e as penalidades de medição (MPR_{sm}) determinada na seção 2.19.1.

Em 9.12.2 faz-se a agregação para todos os Submercados e se soma o pagamento devido pela energia recebida no MRE pelo Agente Comercializador do Excedente de Itaipu *sub judice* (ACEI) calculado na seção 7.9.6. Em função de a fórmula ser aplicada a todas as situações, faz-se também a dedução do eventual ressarcimento por energia doada ao MRE pelo ACEI.

Um Fator de Ajuste Financeiro (FAF_m) é necessário para assegurar que o total de recebimentos no MAE seja igual ao total de pagamentos feitos ao MAE, corrigindo eventuais distorções de arredondamento, sendo que em circunstâncias normais seu valor deverá ser muito próximo de 1. Este fator deve corresponder à razão entre todos os montantes que “saem” do MAE (valores a receber) e os montantes que “entram” no MAE (valores a pagar). Se os valores a receber estão no numerador, o fator deve ser aplicado aos valores a pagar. Do contrário, o fator deve ser aplicado aos valores a receber. Como a Regra do MAE coloca os valores a receber no numerador, FAF_m será aplicado aos valores a pagar. Observando-se as regras de razões e proporções:

Considerando:

F = fator

P = a pagar

R = a receber

$$\text{Se } F = \frac{R}{P} \text{ então } R = P \cdot F$$

Assim, FAF_m equivale à razão entre a soma dos Pagamentos Totais do MAE aos Geradores (TPG_{gm}) com a Sobra do Excedente Financeiro (SF_REST_m) – que “sai” para o fundo de excedente financeiro – descontado o Saldo de Excedente Financeiro (SF_BAL_m) – que “vem” do fundo de excedente financeiro –, e os pagamentos totais feitos pelos Distribuidores/Comercializadores num mês de apuração ($TURPS_m$).

O Pagamento Total Ajustado dos Distribuidores/Comercializadores ao MAE ($TRAP_m$) são então calculados através da multiplicação de seus valores originais a pagar ($TURPS_m$) pelo Fator de Ajuste Financeiro FAF_m .

10 INTERCONECTORES

DESCRIÇÃO GERAL

Este capítulo descreve como os interconectores são tratados nas Regras do MAE. Primeiro é apresentado o caso genérico, focando especificamente as informações requeridas destes interconectores. Depois é descrito o tratamento de duas exceções específicas à regra geral.

10.2 Dados do Interconector

A seção 10.2 estabelece os dados a serem fornecidos pelos Interconectores. A descrição destes dados assim como a sua formatação é objeto de regulamentação da ANEEL e de seus equivalentes dos países que fazem a interconexão com o Brasil.

As seções de 10.3 a 10.5 descrevem as exceções específicas a este caso genérico, correspondentes às interconexões já existentes de Garabi-Itá e Uruguaiana.

10.3 Aplicação de Casos

Dois interconectores específicos são identificados nesta seção: Garabi-Itá e a interligação de 50MW com a Argentina, em Uruguaiana.

10.4 Caso A

Esta seção estabelece que o interconector Garabi-Itá deve ser tratado como um Gerador Térmico para as finalidades das regras do MAE, dado que esta interconexão não poderá exportar energia do Brasil para a Argentina.

10.5 Caso B

Esta seção reflete o entendimento atual da operação desse interconector, indicando a possibilidade de fluxo de energia em ambos os sentidos.

12 MODULAÇÃO

DESCRIÇÃO GERAL

Este capítulo define a metodologia de Modulação que será aplicada aos Contratos Iniciais e às Energias Asseguradas das usinas participantes do MRE. A metodologia segue as premissas da legislação vigente.

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/h). Estes montantes são sazonalizados em valores mensais conforme metodologia descrita no Apêndice H das Regras de Mercado, são subdivididos em blocos semanais (os contratos iniciais de acordo com o consumo do comprador, e as energias asseguradas, por razões de uniformidade de tratamento, de acordo com a geração total das usinas do MRE), e são finalmente convertidos em valores para cada patamar de cada semana, pelas regras de modulação descritas neste capítulo.

A modulação é um processo que, embora conceitualmente simples, tem uma apresentação algébrica bastante extensa e detalhada, com grande número de passos, e que torna este o capítulo mais longo e mais complexo das Regras de Mercado.

Em termos gerais, o processo de modulação tem a seguinte seqüência:

1. Para cargas e gerações realizadas, o valor para cada hora de cada patamar deverá ser equivalente à média dos valores medidos no patamar.
2. Para contratos iniciais entre geradores, a modulação poderá ser realizada mediante acordo entre as partes, a ser informado ao MAE, observados os limites da demanda e do montante mensal de energia contratados; caso o MAE não tenha informação de acordo, a modulação deverá ser realizada segundo os critérios vigentes no MAE em agosto de 2000.
3. Para contratos iniciais estabelecidos pelas Resoluções 044/2001 e 045/2001, a modulação poderá ser realizada mediante acordo entre as partes, a ser informado ao MAE, observados os limites da demanda e do montante mensal de energia contratados; caso o MAE não tenha informação de acordo, a modulação deverá ser realizada conforme item 4 abaixo.
4. para contratos iniciais cuja parte compradora é um distribuidor, a modulação deverá ser realizada segundo o perfil de carga da parte compradora, observados os limites da demanda na ponta e do montante semanal de energia contratados. O bloco semanal de

contrato inicial é obtido pela subdivisão do montante mensal segundo o consumo do comprador (por exemplo, se o consumo do comprador na semana foi de 20% do total consumido no mês, o bloco de contrato inicial daquela semana será igual a 20% do montante mensal).

5. Para a parte das energias asseguradas do gerador que estiver comprometida com contratos iniciais, a modulação deverá ser realizada de acordo com o perfil agregado de contratos iniciais do gerador, considerando suas perdas mensais de contratos iniciais e, se houver, suas usinas submotorizadas e suas usinas não participantes do MRE.
6. Para a parte das energias asseguradas do gerador que não estiver comprometida com nenhum contrato inicial, obtida pela diferença positiva entre o bloco semanal de energias asseguradas do gerador e seu comprometimento com contratos iniciais, a modulação deverá ser realizada de acordo com o perfil agregado de produção das usinas participantes do MRE.

Em função então desta maior complexidade, o MAE procurou desenvolver dois níveis de explicação do processo. No primeiro nível, a seguir, apresenta-se a descrição conceitual detalhada do processo de modulação. Depois, está disponível a descrição dos passos algébricos.

1) Modulação de Contratos Iniciais

A Modulação de Contratos Iniciais é o processo pelo qual os valores mensais de energia dos Contratos Iniciais ($MICE_{em}$) são discretizados em valores por período de comercialização.

Conforme definido na seção 2.10.5 (d), os Contratos Iniciais podem ser divididos em três categorias:

- Tipo G ($MMCI_{F_e} = G$), quando a parte compradora é um Gerador (G-G ou D-G).
- Tipo D ($MMCI_{F_e} = D$), quando ambas as partes contratantes são Distribuidores/Comercializadores (D-D).
- Tipo P ($MMCI_{F_e} = P$) quando a parte vendedora é um Gerador e a parte compradora é um Distribuidor/comercializador (G-D).

Os Contratos Iniciais que possuem a Demanda Mensal de Contrato Inicial ($MICD_{em}$) igual a zero e os Contratos Iniciais celebrados entre Geradores (tipo G) e entre Distribuidores (tipo D) poderão realizar sua modulação “ex-ante” informada de comum acordo entre as partes contratantes, neste caso o Sinalizador de Acordo de Contrato Inicial assume valor igual a 1 ($PAG_{F_{em}}=1$), caso contrário, a modulação será “ex-post” com ($PAG_{F_{em}}=0$).

No caso de ser realizada a modulação “ex-ante” destes contratos, o valor informado de Contrato Inicial Modulado Ex-ante (XA_PIC_{ej}) deverá ser idêntico para todos os períodos de comercialização pertencentes a um mesmo patamar de carga e o total mensal de contrato modulado por período de comercialização deverá respeitar a Energia Mensal de Contrato Inicial ($MICE_{em}$) resultante da sazonalização, conforme descrito na seção 2.10.5 das Regras de Mercado. Caso estas condições sejam respeitadas e validadas o Sinalizador de Modulação ex-ante assume valor igual a 1 ($XAP_F_{em} = 1$) e o Contrato Inicial será modulado “ex-ante”. Em caso contrário, o Contrato Inicial deverá ser registrado “ex-post” com ($XAP_F_{em} = 0$).

Os Contratos celebrados entre Geradores e Distribuidores (Tipo P) serão modulados apenas “ex-post”, ou seja, após a passagem do mês de interesse, com base na curva de consumo realizada pelo comprador.

A modulação “ex-post” de Contratos Iniciais, onde a parte compradora é um Distribuidor/Comercializador (tipo P ou D) compreende os cálculos descritos nas seções 12.3 a 12.7 das Regras de Mercado. O diagrama em blocos dos principais cálculos necessários para a realização da Modulação “ex-post” de Contratos Iniciais pode ser visto na figura 1 a seguir.



Figura 1

A modulação “ex-post” de Contratos Iniciais tipo P ou D compreende os seguintes passos:

- Na modulação “ex-post” de Contratos Iniciais, os mesmos serão modulados seguindo o perfil do Consumo de Referência ($PICTRC_{snj}$), conforme cálculo descrito nas seções 12.7.3 a 12.7.6 das Regras de Mercado. A energia atribuída na ponta estará limitada à Demanda Mensal de Contrato Inicial ($MICD_{em}$), resguardada a reserva de potência de 1.5%. Caso haja ultrapassagem deste limite fora da ponta, poderá haver um ajuste onde os excessos serão distribuídos para os patamares

onde houver “folga”, com prioridade para o patamar da ponta, conforme cálculos descritos nas seções 12.7.7, 12.7.8, 12.7.9(b), 12.7.10(b).

- O Consumo de Referência utilizado para Modulação de Contratos Iniciais se baseia no Consumo Total do Distribuidor (TRC_{srij}) determinado na seção 4.7, descontada, quando for o caso, a Energia Assegurada de Itaipu ($ITFASS_{ej}$) calculada na seção 12.5, pertencente ao Distribuidor quota-parte de Itaipu ($VQGIT_{F_e} = 0$). A modulação de $ITFASS_{ej}$ é realizada levando-se em consideração o Limite de Energia Assegurada para o patamar da ponta, definido na seção 12.3 (a) e o restante de Energia Assegurada nos patamares fora da ponta, seguindo o perfil de geração das usinas do MRE.
- Para o cálculo da Energia Assegurada de Itaipu ($ITFASS_{ej}$) pertencente ao Distribuidor quota parte de Itaipu é necessário se determinar também um Fator de Redução da Energia Assegurada de Itaipu ($IASSR_{F_w}$) calculado na seção 12.5.3, caso a Geração no MRE se verifique abaixo da Energia Assegurada total das usinas motorizadas e submotorizadas do MRE.
- O cálculo da Energia Assegurada das usinas submotorizadas, necessário para o cálculo do ($IASSR_{F_w}$), é realizado na seção 12.4 e seu valor depende se a usina encontra-se adiantada, em fase ou atrasada em relação ao cronograma de obras previsto.

A modulação “ex-post” de Contratos tipo G, descrita na seção 12.7.1 (b) e 12.7.2 (b), é realizada de maneira a se respeitar na ponta a Demanda Mensal de Contrato Inicial ($MICD_{em}$) resguardada a reserva de potência de 1.5%, e nos patamares fora da ponta aloca-se a Energia Mensal de Contrato Inicial ($MICE_{em}$) restante.

2) Introdução à Modulação de Energia Assegurada

Os montantes anuais médios de Energia Assegurada definidos pela ANEEL para as usinas foram determinados na barra da Usina enquanto que os montantes anuais médios de Contratos Iniciais definidos pela ANEEL foram considerados no Centro de Gravidade.

Na fase inicial do MAE a maioria das Energias Asseguradas dos geradores encontra-se comprometida com Contratos Iniciais.

Para que seja possível comparar as Energias Asseguradas com os Contratos Iniciais o processo de modulação deve considerar os valores de Energia Assegurada no Centro de Gravidade do submercado onde a usina está

localizada, aplicando fatores de perdas específicos para as Energias Asseguradas:

- Para as Energias Asseguradas Comprometidas com Contratos Iniciais são atribuídas as perdas do gerador determinadas no Contrato Inicial.
- Para a Energia Assegura Livre, ou seja, não comprometida com Contratos Iniciais, aplica-se os fatores de perdas reais.

O cálculo do Fator de Perda de Geração ($XP_{GLP_{sj}}$) real é determinado na seção 4.6.2 enquanto que o Fator de Perdas de Geração de Contratos Iniciais ($IC_{GLF_{gj}}$) é determinado na seção 12.8, juntamente com a Posição Líquida de Contratos Iniciais ($NETPIC_{gj}$) do Gerador.

2.1 - Modulação de Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais

Um Gerador, “g”, para atender seus compromissos com Contratos Iniciais ($NETPIC_{gj}$) pode dispor de até quatro tipos de energia, conforme descrito na figura 2 a seguir.

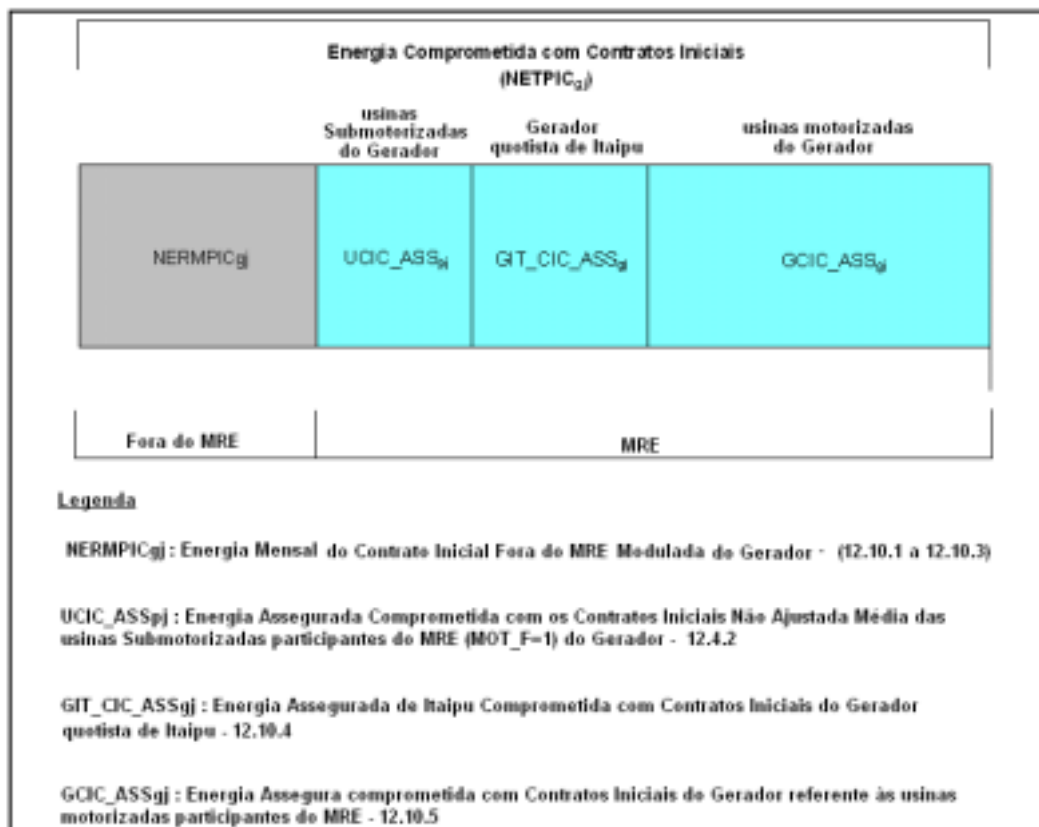


Figura 2

Cada parcela de Energia Comprometida com Contrato Inicial explicitada na figura 2 é determinada da seguinte forma:

- Os valores modulados da Energia Mensal de Contrato Inicial Fora do MRE ($NERMPIC_{gj}$) são obtidos a partir da modulação da Energia Mensal de Contrato inicial Fora do MRE ($NERMICE_{gm}$), definida fora do Centro de Gravidade e informada pelo Gerador, conforme descrito na seção 2.10.5 (c). A parcela de geração fora do MRE, comprometida com Contratos Iniciais é modulada observando-se os valores verificados de geração das usinas fora do MRE. Caso haja ultrapassagem de Contrato Modulado fora do MRE em relação ao valor máximo de referência ($REFCIC_{gj}$), o contrato é ajustado, redistribuindo-se o excesso de contrato para os patamares com folga. A modulação e ajuste da Energia Comprometida com Contratos Iniciais fora do MRE são realizados nas seções 12.10.1 a 12.10.3.
- Na seção 12.4 foram calculados a Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Não Ajustada Média ($UCIC_ASS_{pj}$) e o Déficit de Energia Assegurada (DEF_ASS_{pj}) das usinas submotorizadas do Gerador, em função da usina estar em fase, adiantada ou atrasada com relação ao cronograma de obras previsto.
- A Energia Assegurada de Itaipu Comprometida com Contratos Iniciais ($IT_CIC_ASS_{ej}$), pertencente ao Gerador quota-parte de Itaipu, é calculada na seção 12.9. A modulação de $IT_CIC_ASS_{ej}$ é realizada levando-se em consideração o Limite de Energia Assegurada no patamar da ponta, definido na seção 12.3 (a) e o restante de Energia Assegurada nos patamares fora da ponta, seguindo o perfil de geração das usinas do MRE. A variável $IT_CIC_ASS_{ej}$ é associada ao Gerador ($GIT_CIC_ASS_{gj}$) quota parte de Itaipu na seção 12.10.4.
- A modulação das Energias Asseguradas comprometidas com CI no MRE ($GCIC_ASS_{gj}$) referente às usinas motorizadas do Gerador é determinada por patamar de carga conforme o perfil modulado dos Contratos Iniciais do Gerador ($NETPIC_{gj}$), abatido o perfil modulado da Energia Comprometidas com Contratos Iniciais fora do MRE ($NERMPIC_{gj}$), descontadas ainda, se existentes, a Energia Assegurada de Itaipu Comprometida com Contratos Iniciais ($GIT_CIC_ASS_{gj}$) para o Gerador quota-parte de Itaipu, as Energias Asseguradas Comprometidas com Contratos Iniciais das usinas submotorizadas ($UCIC_ASS_{pj}$) do Gerador e o Déficit de Energia Assegurada (DEF_ASS_{pj}).

2.2 - Modulação de Energia Assegurada Livre

A figura 3 a seguir ilustra as possíveis parcelas de Energia Assegurada que um Gerador do MRE pode possuir.

Com relação à Energia Assegurada Livre, na seção 12.4 foi calculada a Energia Assegurada Livre Não Ajustada Média ($UFASS_{pj}$) das usinas submotorizadas do Gerador, em função da usina estar em fase, adiantada ou atrasada com relação ao cronograma de obras previsto.



Figura 3

A seção 12.11 determina a modulação da Energia Assegurada Livre Semanal ($WFASS_{gw}$) referente às usinas motorizadas do Gerador. A parcela de $WFASS_{gw}$ é determinada pela diferença positiva entre o somatório de Energias Asseguradas Semanais ($WASS_{pw}$) de todas as usinas motorizadas do Gerador, e o montante semanal de Energia Assegurada Comprometidas com CI ($GCIC_ASS_{gj}$) do gerador. A modulação de $WFASS_{gw}$ é realizada de maneira a se alocar o máximo disponível de Energia Assegurada Livre na ponta, e o restante nos outros patamares, modulados conforme o perfil de geração das usinas do MRE.

3 – Componentes de Energia Assegurada de uma usina

Na seção 12.13, para cada usina participante do MRE, é determinada a Energia Assegurada (ASS_{1pj}) referida ao Centro de Gravidade composta pelas parcelas de Energia Assegurada Livre ($FASS_{pj}$) e Energia Assegurada

Comprometida com Contratos Iniciais (CIC_ASS_{pj}) calculadas na seção 12.12 das Regras de Mercado da seguinte forma:

- Para a usina pertencente à quota de geração de Itaipu, que possui relacionamento comercial com um Gerador quota parte ($VQGIT_F_e = 1$) que possui comprometimento com Contrato Inicial, a variável CIC_ASS_{pj} assume o valor de Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais ($IT_CIC_ASS_{ej}$) determinada nas seções 12.9.2 e 12.9.3, levada ao Centro de Gravidade pelo Fator de Perdas de Geração de Contrato Inicial (IC_GLF_{gj}) calculado na seção 12.8.4;
- Para as usinas motorizadas, a variável CIC_ASS_{pj} é calculada para cada usina do Gerador em função do rateio da Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Ajustada do Gerador ($AGCIC_ASS_{gj}$), determinada na seção 12.11.1, proporcionalmente à Energia Assegurada mensal de cada usina motorizada ($MASS_{pm}$) em relação à Energia Assegurada Mensal de todas as usinas motorizada do Gerador. Este valor é levado ao Centro de Gravidade pelo Fator de Perdas de Geração de Contrato Inicial (IC_GLF_{gj}) calculado na seção 12.8.4
- Para as usinas submotorizadas, a variável CIC_ASS_{pj} assume o valor da Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Não Ajustada Média ($UCIC_ASS_{pj}$) determinada na seção 12.4, levada ao Centro de Gravidade pelo Fator de Perdas de Geração de Contrato Inicial (IC_GLF_{gj}) calculado na seção 12.8.4.
- Para a usina pertencente à quota de geração de Itaipu, que tem relacionamento comercial com um Distribuidor quota parte ($VQGIT_F_e = 0$) e que portanto não está comprometida com Contrato Inicial, a variável $FASS_{pj}$ assume o valor de Energia Assegurada de Itaipu ($UITFASS_{ej}$) determinada nas seções 12.5.1 e 12.5.2, levada ao Centro de Gravidade pelo Fator de Perdas de Geração (XP_GLF_{sj}) real calculado na seção 4.6.2;
- Para as usinas motorizadas, a variável $FASS_{pj}$ é calculada para cada usina do Gerador em função do rateio da Energia Assegurada Livre Total do Gerador ($TFASS_{gj}$), determinada nas seções 12.11.2 e 12.11.3, proporcionalmente à Energia Assegurada mensal de cada usina motorizada ($MASS_{pm}$) em relação à Energia Assegurada Mensal de todas as usinas motorizadas do Gerador. Este valor é levado ao Centro de Gravidade pelo Fator de Perdas de Geração (XP_GLF_{sj}) real calculado na seção 4.6.2;
- Para as usinas submotorizadas, a variável $FASS_{pj}$ assume o valor da Energia Assegurada Livre Não Ajustada Média ($UFASS_{pj}$) determinada

na seção 12.4, levada ao Centro de Gravidade pelo Fator de Perdas de Geração (XP_GLF_{sj}) real calculado na seção 4.6.2;

A seguir é apresentada a descrição detalhada da formulação algébrica referente à modulação de Contratos Iniciais e Energia Assegurada, bem como à obtenção da Energia Assegurada das usinas que servirá como referência para a Alocação do MRE.

12.1 – 12.2 Introdução e Dados Básicos

Estas seções introduzem o conteúdo do capítulo 12 e definem os dados de entrada necessários à realização do processo de modulação.

12.3 Cálculo do Limite de Energia Assegurada

Nesta seção é calculado o Limite de Energia Assegurada ($TASS_{gj}$) do Gerador relativo ao patamar de ponta. Este valor será igual ao total de Potência Efetiva Mensal (EP_{pm}) de suas usinas motorizadas ($MOT_F=0$), estabelecido pela ANEEL, resguardando a parcela de reserva de potência de 1,5% da potência assegurada para a quota parte de Itaipu e de 3,5% para o restante das usinas. O Limite de Energia Assegurada ($TASS_{gj}$) do Gerador corresponde ao máximo valor de Energia Assegurada que pode ser modulada no patamar de ponta.

12.4 Energia Assegurada de Usinas Submotorizadas

Na seção 12.4 são determinados os valores de Energia Assegurada proveniente de usinas do MRE em fase de motorização ($MOT_F_{pm}=1$).

Estes valores poderão estar associados à Energia Assegurada Livre Não Ajustada ($IFASS_{pj}$) ou Energia Assegurada Comprometida com os Contratos Iniciais Não Ajustada ($ICIC_ASS_{pj}$).

Inicialmente, deve ser identificado se as usinas submotorizadas possuem ou não algum comprometimento com os Contratos Iniciais ($CIC_F_{pm} = 1$) e também se o número de unidades em operação ($TOGU_{pj}$) das usinas no período de comercialização em questão já atingiu ou não o número de unidades base (NUB_p). Após esta identificação, para todas as usinas é feita uma análise em relação ao número de unidades em operação ($TOGU_{pj}$) e o número de unidade em operação prevista ($FOGU_{pj}$) para cada período de comercialização, a fim de identificar o estado desta usina em relação ao cronograma de obras original. Como resultado desta comparação a usina poderá estar atrasada ($TOGU_{pj} <$

FOGU_{pi}), antecipada (TOGU_{pi} > FOGU_{pi}) ou dentro do cronograma previsto (TOGU_{pi} = FOGU_{pi}).

Na seção 12.4.1a (i) são determinadas as parcela de Energia Assegurada Livre e da Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais para as Usinas Submotorizadas que possuem comprometimento com Contrato Iniciais (CIC_F_{pm} = 1) e que não tenham atingido o número de unidades base (TOGU_{pi} < NUB_p):

- se a usina estiver atrasada (TOGU_{pi} < FOGU_{pi}), será considerada como Energia Assegurada Livre, a geração medida da Usina (MG_{pi}) que estiver acima do valor médio de Energia Assegurada Mensal (MASS_{pm}). A Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Não Ajustada (ICIC_ASS_{pi}) será igual a energia gerada (MG_{pi}) diminuída a parcela “livre” (IFASS_{pi}), se houver. Caso exista, por período de comercialização, uma diferença negativa entre a geração e o valor médio da Energia Assegurada do cronograma, esta diferença será considerada como Déficit de Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais (IDEF_ASS_{pi});
- se a usina estiver dentro do cronograma previsto (TOGU_{pi} = FOGU_{pi}) então não haverá alteração da sua energia assegurada mensal (MASS_{pm}), sendo esta modulada uniformemente e considerada totalmente como Energia Assegurada Comprometida com os Contratos Iniciais (ICIC_ASS_{pi}). Neste caso não há parcela “livre” (IFASS_{pi}=0), nem déficit de déficit de Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais (IDEF_ASS_{pi}= 0);
- se a usina estiver adiantada (TOGU_{pi} > FOGU_{pi}), a parte de Energia Assegurada relacionada às unidades geradoras que foram instaladas com antecedência (MASS_{N_{p,n}}) que estiver acima do valor médio da Energia Assegurada do cronograma (MASS_{pm}) será considerada energia assegurada “livre”; a parcela de Energia Assegurada Comprometida com os Contratos Iniciais (ICIC_ASS_{pi}) será o valor médio da Energia Assegurada (MASS_{pm}) do cronograma previsto. Neste caso não há déficit de Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais (IDEF_ASS_{pi} = 0);

Na seção 12.4.1a (ii) são determinadas as parcela de Energia Assegurada Livre e da Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais para as Usinas Submotorizadas que possuem comprometimento com Contrato Iniciais (CIC_F_{pm} = 1) e que já tenham atingido o número de unidades base (TOGU_{pi} >= NUB_p):

- não haverá Déficit de Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais (IDEF_ASS_{pi} = 0) porque não existe mais sub-utilização do potencial hidráulico da usina que seria vendido em Contratos Iniciais;

- não haverá alteração da sua Energia Assegurada Mensal ($MASS_{pm}$), sendo esta modulada uniformemente e considerada Energia Assegurada comprometida com os Contratos Iniciais Não Ajustada ($ICIC_{ASS_{pj}}$);
- se a usina estiver adiantada ($TOGU_{pj} > FOGU_{pj}$), a parte de Energia Assegurada relacionada às unidades geradoras que foram instaladas com antecedência ($MASS_{N_{p,n}}$) que estiver acima do valor médio da Energia Assegurada do cronograma ($MASS_{pm}$) será considerada energia assegurada “livre”; a parcela de Energia Assegurada Comprometida com os Contratos Iniciais Não Ajustada ($ICIC_{ASS_{pj}}$) será o valor médio da Energia Assegurada ($MASS$) prevista no cronograma.

Na seção 12.4.1.b (iii) é determinada a parcela de Energia Assegurada Livre para as Usinas Submotorizadas que não possuem comprometimento com Contrato Iniciais ($CIC_{F_{pj}}=0$, $ICIC_{ASS_{pj}}=0$ e $IDEF_{ASS_{pj}}=0$) e que não tenham atingido o número de unidades de base ($TOGU_{pj} < NUB_{pj}$):

- se a usina estiver atrasada ($TOGU_{pj} < FOGU_{pj}$), sua Energia Assegurada “livre” será igual à gerada (MG_{pj});
- se a usina estiver dentro do cronograma ($TOGU_{pj} = FOGU_{pj}$), então não haverá alteração da Energia Assegurada Mensal da usina ($MASS_{pm}$), sendo esta considerada energia assegurada “livre” ($IFASS_{pm}$) e modulada uniformemente;
- se a usina estiver adiantada ($TOGU_{pj} > FOGU_{pj}$), o valor de Energia Assegurada “livre” será igual à Energia Assegurada média ($MASS_{N_{p,n}}$) das unidades geradoras instaladas, modulada uniformemente.

Na seção 12.4.1.b (iv) é determinada a parcela de Energia Assegurada Livre para as Usinas Submotorizadas que não possuem comprometimento com Contrato Iniciais ($CIC_{F_{pj}}=0$, $ICIC_{ASS_{pj}}=0$ e $IDEF_{ASS_{pj}}=0$) e que tenham atingido o número de unidades de base ($TOGU_{pj} \geq NUB_{p}$). Neste caso a Energia Assegurada “livre” ($IFASS_{pj}$) será igual ao valor da Energia Assegurada Mensal das unidades geradoras instaladas ($MASS_{N_{p,n}}$), modulada uniformemente.

No item 12.4.2 calcula-se o valor médio semanal por patamar das variáveis calculadas no item anterior, a serem aplicados em cada período de comercialização do patamar correspondente: Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Não Ajustada Média ($UCIC_{ASS_{pj}}$), Energia Assegurada Livre Não Ajustada Média ($UFASS_{pj}$) e o Déficit de Energia Assegurada ($DEF_{ASS_{pj}}$).

Este cálculo é necessário em função da entrada de novas máquinas em operação comercial poder ocorrer ao longo da semana. Assim, este item

garante que não haverá valores de Energia Assegurada e de “Déficit” diferentes em um mesmo patamar na semana.

12.5 Cálculo da Energia Assegurada de Itaipu

Nesta seção calcula-se a Energia Assegurada Livre de Itaipu Não Ajustada (UITFASS_{ej}), ou seja, a Energia Assegurada das quotas-partes pertencentes a Distribuidores (VQGIT_F_e=0). Como os Distribuidores quotistas possuem apenas Energia Assegurada Livre (não comprometida com Contratos Iniciais), para levar sua Energia Assegurada ao Centro de Gravidade aplica-se o Fator de Perdas real.

Para o patamar de ponta este valor será igual ao Limite de Energia Assegurada (TASS_{gj}) calculado na seção 12.3.1. O restante de Energia Assegurada Semanal (WASS_{pw}) da quota parte será atribuído aos patamares médio e leve da semana, e será modulado seguindo o perfil de geração (G_{pi}) do MRE nesses patamares.

A seção 12.5.3 calcula o Fator de Redução da Energia Assegurada de Itaipu (IASSR_F_w), para garantir que, se a geração (MG_{pi}) total do MRE for menor do que a Energia Assegurada Total do MRE, o consumo de referência (seção 12.6) não assuma valores inconsistentes.

Na seção 12.5.4 é determinada a Energia Assegurada Livre de Itaipu (ITFASS_{ej}) das quotas-partes de Distribuidores, ajustada pelo fator de redução (IASSR_F_w), e referida ao centro de gravidade aplicando-se o Fator de Perdas real (XP_GLF_{sj}), calculado no capítulo 4, seção 4.6.2. Este valor ajustado de Energia Assegurada Livre de Itaipu (ITFASS_{ej}) será descontado do consumo do Distribuidor/Comercializador, para a obtenção do consumo de referência para modulação de Contratos Iniciais descrito na seção seguinte.

12.6 Consumo de Referência para Modulação de Contratos Iniciais

A carga dos Distribuidores é atendida pelos Contratos Iniciais e pelas suas cotas de geração de Itaipu. Assim, na seção 12.6.1 calcula-se, para cada Distribuidor, o Consumo de Referência para Modulação de Contratos Iniciais (PICTRC_{srj}), ou seja, a parcela do consumo a ser atendida pelos Contratos Iniciais. Esta será o Consumo Total do Distribuidor/Comercializador (TRC_{srj}), determinado na seção 4.7.1, descontada se houver, a Energia Assegurada de sua quota-parte (ITFASS_{ej}).

A seção 12.6.2 estabelece a subdivisão em blocos semanais dos contratos iniciais do Distribuidor/Comercializador e modulados ex-post. Para cada bloco mensal de contrato inicial, aplica-se um fator correspondente ao consumo verificado da parte compradora na semana, em relação ao seu consumo verificado no mês.

12.7 Modulação de Contratos Iniciais

Esta seção estabelece o processo completo de modulação de cada Contrato Inicial. O produto final é o montante de energia de Contrato Inicial que será levado ao Registro de Contratos em cada período de comercialização.

1) Modulação Ex-ante e Ex-post de Contratos Tipo G

As seções 12.7.1 e 12.7.2 estabelecem a modulação ex-ante ou ex-post para os Contratos Iniciais cuja parte compradora é um Gerador ($MMCI_{F_e}=G$):

- Em caso de modulação “ex-ante” validada ($XAP_{F_{em}}=1$), assume-se o valor de Contrato Inicial Modulado Ex-Ante ($XA_{PIC_{ej}}$) submetido pelos contratantes, conforme descrito na seção 2.10.5 das Regras de Mercado. Caso contrário, o valor do Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) para o patamar de ponta é equivalente ao limite da Demanda Mensal do Contrato Inicial ($MICD_{em}$), resguardada a reserva de potência de 1,5%.
- Para os períodos de comercialização fora da ponta (correspondentes aos patamares médio e leve), o valor de Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) corresponde ao restante de Energia Mensal total do Contrato Inicial ($MICE_{em}$) descontado o montante de Contrato Inicial alocado no patamar de ponta, modulado uniformemente.

2) Modulação Ex-post de Contratos Tipo D e P

As seções 12.7.3 a 12.7.11 calculam a modulação dos demais Contratos Iniciais onde a parte compradora é um Distribuidor/Comercializador, ($MMCI_{F_e}=D$ ou $MMCI_{F_e}=P$), respeitando os casos em que haverá modulação ex-post (seções 12.7.7, 12.7.8, 12.7.9(b), 12.7.10(b), 12.7.11(b)).

Nas seções 12.7.3 a 12.7.6 é calculado o Contrato Inicial Modulado não Ajustado ($U_{PIC_{ej}}$), para contratos modulados ex-post ($XAP_{F_{em}}=0$), na ponta e fora da ponta.

- Na ponta, conforme seção 12.7.3, o Contrato Inicial Modulado não Ajustado ($U_{PIC_{ej}}$) é o mínimo valor entre o limite da Demanda Mensal do Contrato Inicial ($MICD_{em}$) resguardada a reserva de potência de 1,5%, e o montante semanal de Energia de Contrato Inicial ($WICE_{ew}$), modulado segundo o perfil do Consumo de Referência para Modulação de Contratos Iniciais ($PICTRC_{srf}$) determinado na seção 12.6.
- Fora da ponta, conforme seção 12.7.6, o Contrato Inicial Modulado não Ajustado ($U_{PIC_{ej}}$) é determinado considerando o montante semanal restante de Energia de Contrato Inicial Fora da Ponta ($OUT_{WICE_{ew}}$)

determinado na seção 12.7.4, modulado segundo o perfil do Consumo de Referência Fora da Ponta (OUT_TRC_{srw}) da semana, determinado na seção 12.7.5, para os patamares médio e leve.

2.1 – Ajuste de Modulação Ex-post de Contratos Tipo D e P

Nas seções 12.7.7, 12.7.8, 12.7.9(b) e 12.7.10(b) o valor de (U_PIC_{ej}) é ajustado para (PIC_{ej}) nos casos em que a modulação é ex post ($XAP_F_{em}=0$) e a relação entre o valor médio de Contrato Inicial ($WICE_{ew} / n^\circ$ de horas na semana) for menor ou igual à demanda contratada, resguardado o limite de reserva de potência ($0,985 * MICD_{em}$). Este ajuste é realizado nos casos em que o Contrato Inicial Modulado Não Ajustado (U_PIC_{ej}) fora da ponta tiver ultrapassado o limite de demanda contratada. O Excesso de Contrato Modulado será então redistribuído entre os patamares em que não houve ultrapassagem, com prioridade para o patamar de Ponta.

- Quando forem verificadas ultrapassagens (sobras) de Contrato Inicial em relação ao limite de contrato de demanda, isto é ($U_PIC_{ej} \geq 0.985 * MICD_{em}$), estas serão calculadas na seção 12.7.7 (a) como Excesso de Contrato Inicial Modulado ($EXPIC_{ej}$) e totalizadas na seção 12.7.8 (a) como Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$). Vale a pena ressaltar que só poderá haver Excesso de Contrato Inicial Modulado ($EXPIC_{ej}$) nos patamares fora da ponta, uma vez que no patamar de ponta o valor de contrato modulado (U_PIC_{ej}) já está limitado ao valor de $MICD_{ej} * 0.985$.
- As Folgas (“faltas”) de Contrato Inicial Modulado ($SPIC_{ej}$), determinadas na seção 12.7.7 (b) quando ($U_PIC_{ej} < 0.985 * MICD_{em}$) são então totalizadas na semana de apuração para o patamar da ponta, na seção 12.7.8 (b) como Folga de Contrato Inicial Modulada na Ponta ($PSPIC_{ew}$).
- Conforme pode ser visto nas seções 12.7.9 (b) e 12.7.10 (b) o Total de Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$) será alocado prioritariamente às folgas dos períodos pertencentes ao patamar de ponta e depois fora da ponta, da seguinte forma:
 - Caso haja mais Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$) do que o suficiente para ocupar a Folga de Contrato Inicial Modulada na Ponta ($PSPIC_{ew}$), ou seja, ($WEXPIC_{ew} > PSPIC_{ew}$), o valor do Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) na ponta, determinado na seção 12.7.9.b (i) será igual ao limite da Demanda Mensal do Contrato Inicial ($MICD_{em}$) resguardada a reserva de potência de 1,5%. Em outras palavras, toda a Folga na Ponta ($PSPIC_{ew}$) será ocupada com uma parte do $WEXPIC_{ew}$, com o Contrato Modulado terá o valor máximo permitido no patamar de Ponta, e o restante de Excesso Semanal de Contrato

modulado ($WEXPIC_{ew}$) será alocado aos outros patamares em que houver folga.

- Caso não haja Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$) suficiente para ocupar toda a Folga de Contrato Inicial Modulada na Ponta ($PSPIC_{em}$), ou seja, ($WEXPIC_{ew} < PSPIC_{em}$), então todo o Excesso Mensal de Contrato Inicial será alocado na ponta, conforme tratamento descrito na seção 12.7.9.b (ii).
- Caso haja mais Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$) do que o suficiente para ocupar a Folga de Contrato Inicial Modulada na Ponta ($PSPIC_{em}$), ou seja, ($WEXPIC_{ew} > PSPIC_{em}$), o valor do Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) fora da ponta, determinado na seção 12.7.10.b (i) será igual ao valor de Contrato modulado Não Ajustado (U_PIC_{ej}), descontado o Excesso deste Contrato Inicial Modulado ($EXPIC_{ej}$) que houver naquele período de comercialização e utilizado para cobrir a folga de Contrato Inicial em outros períodos, ou será o valor do Contrato Inicial Modulado Não Ajustado (U_PIC_{ej}), adicionado à parcela recebida para cobrir a folga ($SPIC_{ej}$) do contrato no período de comercialização. A cobertura da folga é proporcional à relação entre a folga do período de interesse e a folga total fora da ponta, isto é, quanto maior a folga, maior será a cobertura.
- Caso não haja Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$) suficiente para ocupar toda a Folga de Contrato Inicial Modulado na Ponta ($WEXPIC_{ew} \leq PSPIC_{em}$), o valor do Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) fora da ponta, determinado na seção 12.7.10.b (i) será igual ao valor de Contrato modulado Não Ajustado (U_PIC_{ej}), descontado se houver, o Excesso deste Contrato Inicial Modulado ($EXPIC_{ej}$) utilizado para cobrir a folga de Contrato Inicial em outros períodos.
- Conforme seção 12.7.11(b), se o fator de carga do Contrato Inicial for maior que um, ou seja, a relação entre o valor médio de Contrato Inicial ($WICE_{ew} / n^\circ$ de horas na semana) for maior que $0.985 * MICD_{em}$, não serão necessários os ajustes descritos nos itens 12.7.7 a 12.7.10, já que para estes casos é permitida a ultrapassagem nos patamares fora de ponta, com o valor modulado final (PIC_{ej}) assumindo diretamente o valor de U_PIC_{ej} .

A figura 4 a seguir ilustra o tratamento de ajuste dado ao Contrato Inicial Modulado ex-post do tipo P e D. A figura 5 ilustra um caso onde não foi possível realizar os ajustes de modulação pois o fator de carga do Contrato Inicial é maior que 1, e a figura 6 ilustra um caso onde não foi possível realizar os ajustes pois durante os patamares Médio e Leve não foi ultrapassado o limite $0.985 * MICD_{em}$.