
COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Relatório de Progresso Nº 2

01-fev-02

Esclarecimento Necessário

As considerações e sugestões contidas neste documento de trabalho encontram-se sujeitas à análise de viabilidade jurídica e não constituem, em hipótese alguma, assunção de responsabilidades por quaisquer eventos, fatos, circunstâncias ou atos comissivos ou omissivos, eventual, direta ou indiretamente correlatos a competências federais.

Índice

<u>1</u>	<u>O COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO</u>	5
<u>2</u>	<u>ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO</u>	6
2.1	<u>VISÃO GERAL DAS MEDIDAS PROPOSTAS</u>	6
2.2	<u>AGREGAÇÃO DAS MEDIDAS POR TEMA</u>	7
2.3	<u>ORGANIZAÇÃO DO TEXTO PRINCIPAL</u>	9
2.4	<u>DOCUMENTOS DE APOIO</u>	10
<u>3</u>	<u>VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO</u>	11
3.1	<u>SEGMENTOS PRINCIPAIS</u>	11
3.2	<u>REFORMA DO SETOR</u>	11
3.3	<u>NOVAS INSTITUIÇÕES</u>	12
<u>4</u>	<u>FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO</u>	14
4.1	<u>ESQUEMA DE OFERTA DE PREÇOS</u>	14
4.2	<u>PROCESSO ATUAL DE FORMAÇÃO DE PREÇOS</u>	18
4.3	<u>PROBLEMAS OBSERVADOS</u>	19
4.4	<u>PROPOSTAS</u>	25
<u>5</u>	<u>OPERAÇÃO DO SISTEMA</u>	30
5.1	<u>SITUAÇÃO ATUAL</u>	30
5.2	<u>PROBLEMAS IDENTIFICADOS</u>	30
5.3	<u>GOVERNANÇA DO ONS</u>	30
5.4	<u>PROCEDIMENTOS DE REDE</u>	31
5.5	<u>MODELOS COMPUTACIONAIS</u>	32
5.6	<u>ALERTA QUANTO A DIFICULDADES DE SUPRIMENTO</u>	33
<u>6</u>	<u>EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA</u>	35
6.1	<u>PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO ANTES DA REFORMA DO SETOR</u>	35
6.2	<u>EXPANSÃO NUM AMBIENTE DE MERCADO</u>	36
6.3	<u>PROCESSO ATUAL DE EXPANSÃO</u>	37
6.4	<u>PROBLEMAS DETECTADOS</u>	41
6.5	<u>PROPOSTAS</u>	43
6.6	<u>LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS ELÉTRICOS</u>	48
<u>7</u>	<u>EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PONTA</u>	50
7.1	<u>INTRODUÇÃO</u>	50
7.2	<u>PROPOSTAS</u>	51
<u>8</u>	<u>PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</u>	52
8.1	<u>PLANEJAMENTO ANTES DA REFORMA DO SETOR</u>	52
8.2	<u>EXPANSÃO EM AMBIENTE COMPETITIVO</u>	52
8.3	<u>DIFICULDADES ENCONTRADAS</u>	53
8.4	<u>PROPOSTAS</u>	54
<u>9</u>	<u>REGULAMENTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA DE SERVIÇO PÚBLICO</u>	55
9.1	<u>OBJETIVO</u>	55
9.2	<u>ABRANGÊNCIA</u>	55
9.3	<u>PROCEDIMENTO</u>	56
9.4	<u>REGULAMENTAÇÃO ADICIONAL PARA AS EMPRESAS FEDERAIS</u>	56
9.5	<u>VANTAGENS</u>	57
9.6	<u>PROCEDIMENTO PARA IMPLEMENTAÇÃO</u>	57
<u>10</u>	<u>VALOR NORMATIVO</u>	58
10.1	<u>OBJETIVO E METODOLOGIA DE CÁLCULO</u>	58
10.2	<u>DIFICULDADES ENCONTRADAS</u>	58

11	<u>AUMENTO TARIFÁRIO E MEDIDAS DE ATENUAÇÃO</u>	60
11.1	<u>AUMENTO TARIFÁRIO</u>	60
11.2	<u>MEDIDAS QUE ATENUAM O CHOQUE TARIFÁRIO</u>	62
12	<u>FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA</u>	66
12.1	<u>RESUMO</u>	66
12.2	<u>PROPOSTAS</u>	66
13	<u>CONSUMIDORES LIVRES E CATIVOS</u>	68
13.1	<u>REGULAMENTAÇÃO DOS CONSUMIDORES LIVRES</u>	68
13.1	<u>PROPOSTAS</u>	68
14	<u>UNIVERSALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	70
14.1	<u>EXTENSÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA A TODOS OS CONSUMIDORES</u>	70
15	<u>O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA</u>	72
15.1	<u>RESUMO</u>	72
15.2	<u>REGRAS DO MAE</u>	72
15.3	<u>SUBMERCADOS</u>	73
15.4	<u>MRE</u>	75
15.5	<u>REGULAMENTAÇÃO E GOVERNANÇA DO MAE</u>	76
16	<u>TARIFAS REGULADAS</u>	78
16.1	<u>TARIFAS DE TRANSMISSÃO</u>	78
16.2	<u>TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO</u>	79
16.3	<u>TARIFA SOCIAL DE BAIXA RENDA</u>	80
16.4	<u>SUBSÍDIOS CRUZADOS</u>	81
16.5	<u>REVISÕES TARIFÁRIAS</u>	82
16.6	<u>CONTRATOS DE CONCESSÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	83
17	<u>PODER DE MERCADO E DEFESA DA CONCORRÊNCIA</u>	84
17.1	<u>AUTO-CONTRATAÇÃO</u>	84
17.2	<u>A QUESTÃO DA DESVERTICALIZAÇÃO</u>	85
17.3	<u>CONTROLE ACIONÁRIO DE ATIVIDADES COMPETITIVAS POR EMPRESAS DE SERVIÇO PÚBLICO</u> 88	
18	<u>ACORDO GERAL DO SETOR</u>	89
18.1	<u>CRITÉRIOS PARA A RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA</u>	91
18.2	<u>ANEXO V vs. ACORDO DE RECOMPRA</u>	92
18.3	<u>EXPOSIÇÃO DAS GERADORAS HIDROELÉTRICAS CAUSADA PELA ENTRADA DE ENERGIA LIVRE NO SISTEMA</u>	94
18.4	<u>CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS</u>	94
18.5	<u>AUMENTO TARIFÁRIO</u>	95
18.6	<u>FINANCIAMENTO DO BNDES</u>	95
19	<u>TEMAS ADICIONAIS EM ANÁLISE</u>	97
19.1	<u>OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS SISTEMAS ISOLADOS</u>	97
19.2	<u>TARIFA DE SUPRIMENTO ÀS PERMISSIONÁRIAS (COOPERATIVAS)</u>	97
19.3	<u>TAXA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA</u>	98
19.4	<u>ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES E PENALIDADES AOS ADMINISTRADORES</u>	98
19.5	<u>COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA DE ITAIPU E NUCLEARES</u>	98
19.6	<u>MERCADO DE GÁS NATURAL</u>	99
19.7	<u>TARIFAS HORO-SAZONAIS PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B</u>	99
19.8	<u>REAVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DE SEGURANÇA/CONFIABILIDADE DO SISTEMA</u>	99
19.9	<u>A QUESTÃO TRIBUTÁRIA</u>	100

1 O COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A Resolução n.º 18, de 22/6/2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo.

A composição inicial do Comitê incluiu: o Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Francisco Roberto André Gros, coordenador; o Presidente da Eletrobrás, Cláudio Ávila da Silva; o Secretário de Energia do Ministério de Minas e Energia - MME, Afonso Henriques Moreira Santos; o Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Eduardo Henrique Ellery Filho; o Secretário de Política Econômica do Ministério da Fazenda, José Guilherme Almeida Reis; e o representante da Advocacia Geral da União - AGU, André Serrão Borges Sampaio. Após as reuniões iniciais, a representação do MME passou a ser exercida pelo Secretário-Executivo Luiz Gonzaga Leite Perazzo. Foram incorporados posteriormente às atividades do Comitê o Diretor de Infra-Estrutura do BNDES, Octavio Castello Branco - que assumiu a coordenação do mesmo a partir de 9/1/2002 - e o Economista Chefe do Ministério do Planejamento, Joaquim Levy.

A partir da emissão da Resolução GCE n.º 108, de 24/1/2002, o Comitê de Revitalização passou a ter a seguinte composição: Octávio Castello Branco, Diretor do BNDES, coordenador; Ivone Maria de Oliveira, do MME; Eduardo Henrique Ellery Filho, Diretor da ANEEL; José Guilherme Almeida Dos Reis, Secretário de Política Econômica do Ministério da Fazenda; Ana Cláudia Manso Sequeira Ovídio Rodrigues e Rosa Maria Santos Meguerian, ambas da AGU; e Reni Antônio da Silva.

A instalação do Comitê ocorreu em 27/6/2001. Naquela ocasião ficou acordado que os trabalhos desenvolvidos pelo Comitê deveriam se pautar na busca de soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo do setor, a saber, competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais – transmissão e distribuição de energia elétrica – para garantir a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do país.

Visando dar eficiência à execução do trabalho de identificar e diagnosticar os obstáculos ao investimento privado no setor e de encaminhar soluções de aperfeiçoamento do modelo, foram formados quatro subgrupos no âmbito do Comitê, cada um deles com tarefas específicas – Questões Regulatórias, Mercado, Questões Contratuais e Planejamento –, coordenados, respectivamente, pelo BNDES, Ministério da Fazenda, AGU/BNDES e Ministério das Minas e Energia.

Ao longo de mais de cinco meses de atuação, foram realizadas 25 reuniões plenárias do Comitê, além de reuniões com os agentes, públicos e privados, do setor – ABRAGE (12), ABRADDEE (17), ABRACEEL (2), ABCE (1), COMAE (1), empresas do setor (8), empresas de consultoria (4), com técnicos do Banco Mundial para melhor identificação dos problemas existentes (4). Não estão computadas nesse total as reuniões de trabalho dos subgrupos, os seminários e as reuniões com o núcleo executivo da GCE.

2 ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

2.1 Visão Geral das Medidas Propostas

No Relatório de Progresso Nº 1, foram propostas dezoito medidas abrangendo uma série de temas tais como o reforço dos mecanismos de mercado, aperfeiçoamento da formação de preços, estímulo à oferta, reestruturação do MAE e outros. Neste Relatório de Progresso Nº 2, são propostas quinze medidas adicionais, que complementam as anteriores ou abordam novos temas.

A Tabela a seguir apresenta os títulos das 33 medidas, sendo que:

- as medidas 1 a 18 já foram anunciadas no Relatório de Progresso nº 1¹;
- a implementação de cada uma das medidas 1 a 8 já foi decidida pela GCE;
- a implementação de cada uma das medidas 9 a 18 será submetida à consulta pública;
- as medidas 19 a 33 são as medidas adicionais acima referidas.

Prop.	Título
1	Aperfeiçoamento do despacho e formação de preço
2	Implementação de oferta de preços
3	Regulamentação da Comercialização da Energia de Serviço Público
4	Fontes alternativas de energia
5	Universalização do atendimento
6	Continuação da reestruturação do MAE
7	Desverticalização
8	Reestruturação do MME
9	Reforço do sinal locacional nas tarifas de transmissão
10	Governança do ONS
11	Revisão dos certificados de energia assegurada
12	Estímulo à contratação bilateral
13	Estímulo à contratação de reserva de geração
14	Mudanças no valor normativo (VN)
15	Subsídio ao gás natural
16	Estímulo à existência de consumidores livres
17	Eliminação dos subsídios cruzados
18	Limites para auto-contratação e participação cruzada
19	Aperfeiçoamento dos procedimentos de rede do ONS
20	Finalização e aperfeiçoamento dos modelos computacionais utilizados pelo ONS
21	Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento
22	Supervisão por parte do MME das condições de atendimento
23	Estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta
24	Aperfeiçoamento das metodologias para expansão da rede de transmissão
25	Estímulo à conservação e uso racional da energia
26	Aperfeiçoamento das regras do MAE
27	Aperfeiçoamento do processo de definição de submercados
28	Aperfeiçoamento das regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)
29	Separação das componentes de comercialização e rede nas tarifas de distribuição
30	Aperfeiçoamento e definições nas revisões tarifárias das distribuidoras
31	Agilização do processo de licenciamento ambiental
32	Tarifa social de baixa renda
33	Regularização dos contratos de concessão

¹ Em 09/01/2002.

2.2 Agregação das Medidas por Tema

Os resultados do Acordo Geral do Setor e as trinta medidas propostas pelo Comitê de Revitalização podem ser classificados em oito temas gerais:

1. *Normalizar o Funcionamento do Setor* – Conjunto de medidas de curto prazo visando normalizar o funcionamento do mercado. Estas medidas incluem: (a) Acordo Geral entre Distribuidoras e Geradoras, para solução de pendências financeiras devidas ao racionamento e anteriores ao mesmo; (b) Solução de dificuldades de governança no Mercado Atacadista de Energia, com o objetivo de assegurar a contabilização e liquidação dos meses anteriores e o funcionamento normal destas funções a partir dos próximos meses; e (c) Correção de problemas encontrados no processo de cálculo dos custos marginais de curto prazo, que são usados como “proxy” dos preços de curto prazo no MAE.

2. *Aperfeiçoamento do Mercado* – Conjunto de medidas estruturais de reforço à livre competição no segmentos de geração e comercialização, incluindo: (a) Verificar a viabilidade de substituir o atual processo de uso dos custos marginais como “proxy” dos preços por um mecanismo de oferta de quantidade e preços mais aderente aos fundamentos de mercado; (b) Regulamentar a comercialização da energia de empresas públicas, com o objetivo de transparência e garantir que não haverá exercício de poder de mercado no processo competitivo; (c) Criação de estímulos para que os consumidores cativos se tornem livres, o que é fundamental para a criação de um mercado.

3. *Assegurar Expansão da Oferta* – Os estudos realizados pelo Comitê mostraram que as características do sistema brasileiro, em particular a volatilidade dos preços de curto prazo e as dificuldades para que geradores hidrelétricos gerenciem seus riscos individuais, criam obstáculos importantes para a expansão competitiva da oferta que assegure de maneira consistente a confiabilidade de suprimento. É necessário desenvolver mecanismos complementares que assegurem um suprimento confiável, tais como: (a) incentivo à contratação bilateral de energia e ponta; (b) revisão dos certificados de energia assegurada que respaldam os contratos bilaterais; (c) criação de uma reserva de geração através do pagamento de encargos por capacidade; (d) incentivo à conservação e uso eficiente da energia; (e) agilização do processo de licenciamento ambiental.

4. *Monitorar Confiabilidade de Suprimento* – Como indicado no relatório da Comissão de Despacho do Sistema Hidrotérmico e confirmado nos estudos deste Comitê, há deficiências no processo de acompanhamento das perspectivas de suprimento e na criação de instrumentos de ação preventivos e corretivos por parte do governo no caso de falhas de mercado. Foram então propostas as seguintes medidas: (a) aperfeiçoamentos no processo de monitoramento das perspectivas de suprimento por parte do ONS; e (b) reforços na capacitação técnica do MME de maneira a permitir que o mesmo exerça plenamente suas responsabilidades de monitoramento da “lógica” do modelo do setor energético e a implementação de medidas preventivas no caso de falhas de mercado que comprometam a confiabilidade de suprimento.

5. *Aperfeiçoar Interface entre Mercado e Setores Regulados* – Este conjunto de medidas tem como objetivo assegurar que os sinais econômicos dos setores regulados para os competitivos induzam o desenvolvimento mais eficiente dos recursos: (a) aperfeiçoar as tarifas nodais por uso do sistema de transmissão, que contribuem para a melhor localização dos equipamentos de geração; (b) aperfeiçoar e simplificar o procedimento de cálculo do Valor Normativo (VN), que limita o repasse dos preços de geração para os consumidores cativos. O valor de VN está diretamente ligado à eficácia do processo competitivo: se o VN não remunerar adequadamente o investimento eficiente, será criada escassez, o que compromete a qualidade de suprimento; se o mesmo for excessivamente elevado, serão criados estímulos para a auto-contratação por parte das distribuidoras, em detrimento de opções mais competitivas de suprimento desenvolvidas por produtores independentes; (c) aperfeiçoar a capacitação técnica das equipes de planejamento da transmissão do MME e as metodologias de dimensionamento de interligações regionais, as quais estão associadas aos sinais de localização nos diferentes submercados.

6. *Defesa da Concorrência* – Conjunto de ações visando evitar poder de mercado em segmentos competitivos ou entre segmentos competitivos e regulados: (a) aperfeiçoar a neutralidade das ações do ONS; (b) separar empresarialmente as atividades de geração e transmissão das empresas ainda verticalizadas, assegurando a neutralidade deste último segmento; (c) estabelecer limites mais estritos para participações cruzadas de investidores nos segmentos de geração e transmissão, e na auto-contratação de geradores por parte de distribuidoras; (d) completar o processo de cálculo e atualização das tarifas dos setores regulados, com ênfase na separação das tarifas de distribuição (“fio”), a qual é essencial para a existência de consumidores livres; e (e) regularizar a situação de empresas com contrato de concessão expirado.

7. *Realidade Tarifária e Defesa do Consumidor* – Conjunto de medidas visando: (a) que as tarifas sejam aderentes aos custos de cada segmento de consumo (residencial, industrial e comercial); (b) que determinados segmentos de consumo não paguem desproporcionalmente pelo custo de medidas de interesse geral do país, tais como o estímulo a fontes alternativas de energia; (c) evitar a ocorrência de aumentos de tarifas excessivos, que não reflitam a perspectiva de preços a longo prazo; (d) universalizar o atendimento aos consumidores; e (e) regulamentação de uma tarifa social para consumidores de baixa renda.

8. *Aperfeiçoamento Institucional* – Reforçar a eficácia e transparência de atuação dos agentes institucionais do setor através do aperfeiçoamento de seus quadros técnicos e de seus procedimentos operacionais

A Tabela a seguir apresenta a relação entre os temas, medidas e seções do texto onde pode ser encontrado o detalhamento das mesmas. Observa-se que, por questão de clareza na apresentação, a ordem de discussão dos temas não coincide com a numeração das medidas.

Tema	No. Medida	Ítem no Relatório
Normalizar o Funcionamento do Setor		
Acordo Geral do Setor		18
Continuação da reestruturação do MAE	6	15.5

Tema	No. Medida	Ítem no Relatório
Aperfeiçoamento do despacho e formação de preço	1	4.4
Aperfeiçoamento do Mercado		
Implementação de oferta de preços	2	4.4
Regulamentação da Comercialização da Energia de Serviço Público	3	9
Estímulo à existência de consumidores livres	16	13.1
Assegurar Expansão da Oferta		
Revisão dos certificados de energia assegurada	11	6.5
Estímulo à contratação bilateral	12	6.5
Estímulo à contratação de reserva de geração	13	6.5
Estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta	23	7.2
Estímulo à conservação e uso racional da energia	25	6.5
Agilização do processo de licenciamento ambiental	31	6.6
Monitorar Confiabilidade de Suprimento		
Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento	21	5.6
Supervisão por parte do MME das condições de atendimento	22	6.5
Aperfeiçoar Interface entre Mercado e Setor Regulado		
Mudanças no Valor Normativo (VN)	14	10.2
Revisão das tarifas de transmissão	9	16.1
Aperfeiçoamento das metodologias para expansão da rede de transmissão	24	8.4
Defesa da Concorrência		
Desverticalização	7	17.2
Limites para auto-contratação e participação cruzada	18	17.1
Separação das componentes de comercialização e rede nas tarifas de distribuição	29	16.2
Aperfeiçoamento e definições nas revisões tarifárias das distribuidoras	30	16.5
Regularização dos contratos de concessão	33	16.6
Realidade Tarifária e Defesa do Consumidor		
Universalização do atendimento	5	14
Tarifa social de baixa renda	32	16.3
Fontes alternativas de energia	4	12.2
Subsídio ao transporte do gás	15	11.2
Eliminação de subsídios cruzados	17	16.4
Aperfeiçoamento Institucional		
Reestruturação do MME	8	8.4
Governança do ONS	10	5.3
Aperfeiçoamento dos procedimentos de rede do ONS	19	5.4
Finalização e aperfeiçoamento dos modelos computacionais utilizados pelo ONS	20	5.5
Aperfeiçoamento das regras do MAE	26	15.2
Aperfeiçoamento do processo de definição de submercados	27	15.3
Aperfeiçoamento das regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	28	15.4

2.3 Organização do Texto Principal

Cada capítulo do relatório discute um aspecto da revitalização do setor, utilizando a seguinte estrutura; (a) procedimento adotado antes da reforma; (b) paradigma de mercado; (c) procedimento adotado após a reforma, e análise das diferenças com relação ao paradigma; (d) problemas identificados; e (e) propostas para

aperfeiçoamento. O último capítulo apresenta um conjunto de temas considerados relevantes, e que serão detalhados nos próximos relatórios de progresso.

2.4 Documentos de Apoio

A Tabela a seguir apresenta a lista dos documentos de apoio utilizados na preparação deste relatório. Estes textos, em sua maioria, contém material que detalha e/ou respalda afirmações e comentários do texto. A segunda coluna da tabela indica os capítulos onde os textos são mencionados.

Doc.	Título	Seção
A	Resumo do Marco Regulatório Brasileiro	4.2
B	Configuração Oferta × Demanda	4.3.1.2
C	Aversão a Risco	4.3.1.3
D	Respaldo associado às usinas térmicas	
F	Formação de Preço por Oferta	4.4.2
G	Governança do ONS	5.3
H	Perspectivas de Suprimento de Ponta	7.1
I	Encargo por Capacidade	7.2
J	Dimensionamento de Interligações	8.1
K	Preços de Geração de Longo Prazo	10.2.3
L	Dificuldades na Contabilização do MAE	14.2.1
M	Congestionamento de Transmissão	14.3.1

3 VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

3.1 Segmentos Principais

As atividades do setor elétrico podem ser agrupadas em quatro segmentos principais:

1. geração
2. transmissão
3. distribuição
4. comercialização

O segmento de geração abrange todas as atividades de produção de energia (usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes alternativas), incluindo a importação de países de fronteira, exercidas atualmente por Concessionários de Serviço Público de Geração e por Produtores Independentes de Energia – PIEs, que podem ser subdivididas em dois grupos principais:

- operação – inclui tudo o que for relacionado com o atendimento da demanda a cada instante, utilizando os recursos de geração disponíveis
- expansão – abrange as decisões de investimento em nova capacidade, com o objetivo de assegurar o atendimento futuro da demanda

O segmento de transmissão se refere às atividades de transporte da energia produzida até os grandes centros de consumo. Assim como o segmento de geração, as atividades de transmissão podem ser subdivididas em operação e expansão.

O terceiro segmento, distribuição, se encarrega do transporte final da energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais. As funções das redes de transmissão e distribuição são análogas às das rodovias interestaduais e das estradas vicinais: as primeiras fazem o transporte “por atacado” da energia ao longo de grandes distâncias, e integram todo o país; as últimas fazem a distribuição “no varejo” da energia a partir das “junções” com as rodovias principais.

O último segmento, comercialização de energia, está encarregado das atividades de contratação da geração e revenda aos consumidores, sendo exercido de maneira competitiva, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

3.2 Reforma do Setor

Antes da reforma, praticamente todos os segmentos do setor elétrico eram de propriedade pública (federal e estadual, no caso de geração e transmissão; estadual e municipal, no caso de distribuição e comercialização), sendo que apenas 0,1% dos ativos de geração e/ou distribuição eram explorados por pequenas empresas privadas de âmbito municipal. O processo de reforma institucional, iniciado em meados dos anos 90, teve os seguintes objetivos básicos:

- Assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de

investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda; e

- Assegurar que o setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível.

Para atingir estes objetivos, foram adotados dois princípios básicos, semelhantes aos que orientaram o processo de reforma em outros países:

- Estabelecimento de *competição* nos segmentos de geração e comercialização para consumidores livres, com o objetivo de estimular o aumento da eficiência e redução dos preços;
- Estabelecimento de *monopólios regulados* nas atividades de transmissão, distribuição e comercialização para consumidores cativos².

A coexistência de setores regulados e competitivos é um dos principais desafios na implementação de reformas no setor elétrico. Seu equacionamento requer a adoção das seguintes medidas:

- *Regulação* por incentivos dos segmentos de monopólio natural, através de ações que estimulem a eficiência e modicidade dos preços dos segmentos regulados.
- *Defesa da concorrência*, por meio da regulação de conduta e da estrutura. A primeira visa a coibir o exercício de *poder de mercado* e a segunda promover o *livre acesso* às redes de transmissão e distribuição, de forma a permitir efetivamente a competição na geração e comercialização. A garantia de livre acesso em geral requer a *desverticalização*, ou seja, separação entre as atividades de geração, transmissão e comercialização³.

Finalmente, o modelo regulatório foi construído dentro de uma perspectiva de *privatização* generalizada da geração e da distribuição, com exceção das geradoras nucleares (parcela relativamente pequena do sistema) e Itaipu. A principal motivação técnica para a privatização é a separação entre atividades empresariais e atividades típicas de governo, equalizando as condições de atuação dos agentes no mercado competitivo.

3.3 Novas Instituições

A reforma do Setor provocou o surgimento de novas funções e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades, como por exemplo a regulamentação. Isto tornou necessária a criação de novas entidades.

Dentre estas, são especialmente relevantes para o dia-a-dia das empresas do Setor:

² No caso das redes, trata-se de monopólios naturais, e no caso dos pequenos consumidores, entende-se que, no momento, não existem condições de torná-los livres.

³ À exceção do segmento regulado de transmissão, que não deve ter qualquer outra atividade, muitos países aceitam que geradoras e distribuidoras exerçam atividades de comercialização, em competição com as comercializadoras independentes.

- *Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL* é o órgão regulador e fiscalizador do Setor Elétrico. Além das suas competências básicas, à ANEEL foi atribuído, por delegação da União, o papel de Poder Concedente. Suas atribuições incluem, dentre outras, “promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos”; “celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, expedir as autorizações, bem como fiscalizá-los”; além de “regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores livres”. Finalmente, cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, homologar o Acordo de Mercado e autorizar as atividades do ONS.
- *Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE* foi definido como o ambiente onde se realizariam as transações de compra e venda de energia elétrica no Sistema Interligado Brasileiro, incluindo as atividades de contabilização destas transações e liquidação das diferenças verificadas entre os valores contratados e verificados por medição. O MAE é regido por uma Assembléia Geral, composta por representantes de Produção e Consumo, e por um comitê executivo denominado COMAE, cujos membros com direito a voto são escolhidos pelos agentes de Produção, de Consumo e pela ANEEL. Cabe à ANEEL homologar quaisquer decisões ou alterações das Regras de Mercado que venham a ser aprovadas pela Assembléia Geral.
- *Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS* foi instituído como personalidade jurídica de direito privado, com atribuição pelo planejamento e programação da operação; pelo despacho centralizado da geração; pela contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica; e pela proposta de ampliações/reforços das instalações de transmissão da rede básica. O ONS atua mediante autorização e fiscalização da ANEEL.
- *Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE* – está estabelecido no âmbito do Ministério de Minas e Energia, tendo como objetivos principais: 1 - orientar as ações de governo para assegurar o fornecimento de energia elétrica nos padrões de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em conformidade com a Política Energética Nacional definida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE; 2 - oferecer aos agentes do mercado de energia um quadro de referência para seus planos de investimentos (planejamento indicativo); e 3 -estabelecer a expansão mais adequada da rede de transmissão, em consonância com os aspectos operacionais do sistema⁴.

⁴ De acordo com o protocolo vigente MME/ONS, este último agente está encarregado do Plano de Ampliações e Reforços, no horizonte de três anos.

4 FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

4.1 Esquema de Oferta de Preços

O preço de qualquer mercadoria num ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre as curvas de oferta – cuja disposição a produzir tipicamente aumenta com o preço – e de demanda – cuja disposição a consumir tende a diminuir com o preço. O setor elétrico não é exceção: na maioria dos países onde este setor foi reformado, os geradores oferecem ao final de cada dia curvas de produção \times preço (MWh; \$/MWh) para cada hora do dia seguinte. Os consumidores, por sua vez, apresentam suas propostas de consumo \times preço para o mesmo período.

As ofertas individuais de preços de venda de energia são agregadas por ordem de mérito para elaboração da curva de oferta. A curva de demanda é montada de forma análoga.

Como ilustrado na Figura 4.1, o encontro das curvas de oferta e demanda determina o montante de produção de cada gerador despachado (MWh) e, naturalmente, o montante da demanda a ser atendida. Neste contexto, os preços ofertados pelos geradores são também utilizados para a definição do despacho das usinas geradoras, ou seja, o despacho é realizado por ordem de mérito dos preços por eles ofertados.

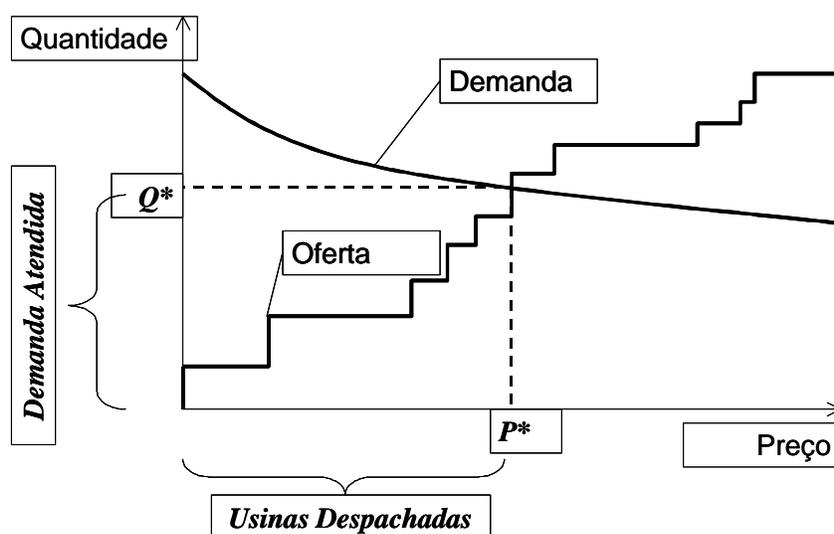


Figura 4.1 – Curvas de Oferta e Demanda para Despacho e Formação de Preço

O encontro das curvas de oferta e demanda também determina o preço da energia P^* (\$/MWh) naquela hora. Este preço é utilizado na contabilização e liquidação das compras e vendas de energia de curto prazo: os geradores recebem – e os consumidores pagam – um montante (\$) resultante do produto de sua produção – ou consumo – (MWh) pelo preço P^* .⁵

⁵ Por simplicidade de apresentação, não serão discutidos neste relatório aspectos de implementação deste mecanismo de oferta em cada país, como por exemplo a incorporação dos custos de partida dos geradores térmicos, as perdas e restrições de transporte na rede de transmissão. Estes aspectos, embora muito importantes na prática, não afetam a análise das vantagens e desvantagens econômicas das alternativas.

4.1.1 Despacho por Custo

A alternativa tradicional ao esquema de oferta de preços é o chamado despacho por custo. Neste caso, um agente central procura atender o consumo previsto de energia ao menor custo possível. É fácil ver que isto implica em acionar os geradores em ordem crescente de custo variável de produção (\$/MWh) até que a produção total seja igual ao consumo total. O despacho por custo também produz o chamado *custo marginal de operação* (CMO), que representa o custo de atender um MWh adicional de demanda. Será visto adiante que o CMO é usado como um “proxy” do preço da energia.

4.1.2 Despacho por Custo versus Oferta de Preço

O objetivo de cada agente num esquema de oferta é naturalmente o de maximizar seu lucro, dado pelo produto da energia produzida pela diferença entre o preço de equilíbrio P^* e o seu custo unitário médio de produção⁶. Em contraste, o despacho por custo tem como objetivo a minimização dos custos de produção. Isto sugere que o despacho por custo faria um uso mais eficiente dos recursos do sistema.

Entretanto, pode-se mostrar que sob condições de competição perfeita, o preço de oferta que maximiza o lucro é justamente o custo marginal de produção⁷. Em outras palavras, o esquema de oferta incentiva os geradores a utilizarem seus verdadeiros custos unitários de produção, levando também a um despacho que minimiza os custos de produção. A vantagem do esquema de ofertas neste caso é que não é necessário que um agente central recolha informações e faça auditorias sobre custos operativos e disponibilidade de todos os geradores; cada agente gerencia sua própria informação.

Como será discutido a seguir, as diferenças entre os enfoques de oferta de preço e despacho por custo se tornam mais evidentes no caso em que é necessário gerenciar estoques de energia – por exemplo, reservatórios de usinas hidrelétricas e contratos de suprimento de combustível - num ambiente de incerteza sobre as condições futuras.

4.1.3 Oferta de Energia Hidrelétrica

À primeira vista, o custo unitário de produção das usinas hidrelétricas seria próximo de zero⁸, pois as mesmas utilizam as vazões afluentes dos rios. Portanto, elas deveriam ser as primeiras colocadas na ordem econômica de despacho.

Isto é verdade no caso das chamadas usinas a fio d’água, que não têm reservatórios de acumulação, e portanto são obrigadas a turbinar as vazões afluentes em cada instante. As demais usinas hidrelétricas têm a flexibilidade de *armazenar* os volumes afluentes para utilização futura. Como o objetivo é maximizar a renda, estas usinas procurarão

⁶ O custo unitário de produção é tipicamente obtido a partir do produto de dois parâmetros: o custo do combustível (\$/unidade) e a eficiência do gerador (MWh/unidade de combustível).

⁷ Esta demonstração pressupõe que nenhuma empresa geradora tem poder de mercado, isto é, pode afetar artificialmente o preço de equilíbrio através da retração de oferta ou aumento de preço. O poder de mercado é um tema de grande importância nos setores de energia elétrica em todo o mundo, e será discutido em capítulos posteriores.

⁸ O custo não é zero por causa dos impostos ambientais e do custo variável de operação e manutenção das turbinas e geradores.

transferir a energia de períodos onde o preço da energia é reduzido – tipicamente as estações chuvosas, onde há abundância de oferta hidrelétrica – para os períodos mais secos, onde a escassez leva a preços mais elevados.

Em outras palavras, as usinas hidrelétricas têm um *custo de oportunidade*, associado à melhor utilização de sua energia hoje ou no futuro. A Figura abaixo apresenta um caso hipotético muito simples, onde a usina hidrelétrica deve decidir entre utilizar a água “hoje” ou “amanhã”.

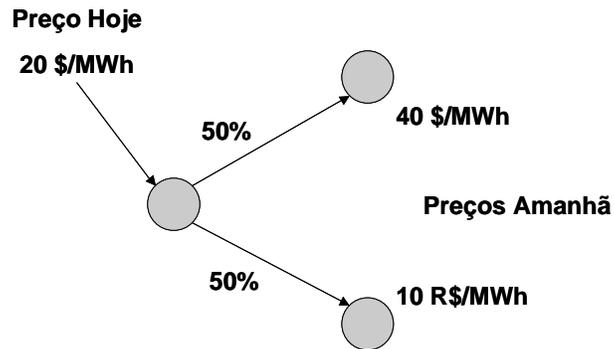


Figura 4.2 – Custo de Oportunidade de Usinas Hidrelétricas

Como se observa no exemplo da Figura, o preço de hoje é conhecido, 20 R\$/MWh. Já os preços de amanhã são incertos, podendo com igual probabilidade subir para 40 \$/MWh ou baixar para 10 \$/MWh. Se o critério de decisão for o de maximizar o valor esperado da renda, a decisão será de armazenar a água, pois este benefício esperado futuro será de 25 \$/MWh, contra os 20 \$/MWh obtidos com a geração de hoje. Se, por outro lado, o agente hidrelétrico for *avesso a risco*, a decisão pode ser a de produzir hoje, pois os 20 \$/MWh são “seguros”, enquanto amanhã há um risco de 50% da renda cair para a metade.

A situação é semelhante no caso de usinas térmicas com contratos de suprimento. Por exemplo, num contrato “take or pay”, o gerador assume o compromisso de pagar por um determinado volume de combustível, e tem o direito de usar o mesmo quando for mais conveniente. É exatamente como se o gerador tivesse um “reservatório” de energia térmica de custo zero⁹, que será usada hoje ou “armazenada” para uso futuro em função do custo de oportunidade.

Em sistemas hidrotérmicos reais, os estágios de decisão são semanais ou mensais, e o cálculo dos custos de oportunidade se estende por vários estágios, pois sempre é possível continuar armazenando para gerar no terceiro período, ou quarto etc. Dependendo da capacidade de armazenamento dos reservatórios, o horizonte de estudo pode variar de vários meses a cinco anos, que é o caso do sistema brasileiro. O número de “ramos” da “árvore de cenários” cresce exponencialmente com o número de estágios, o que torna o processo de cálculo dos custos de oportunidade bastante complexo.

⁹ Embora o gerador tenha pago pelo combustível no contrato, este pagamento foi fixo e já ocorreu; portanto, sob o ponto de vista do melhor uso do mesmo no despacho diário, é como se ele fosse um recurso de custo zero e quantidade limitada, análogo à energia hidrelétrica armazenada.

4.1.4 Vantagens e Desvantagens do Esquema de Oferta

Conclui-se da análise anterior que o processo de formação de preços para usinas hidrelétricas e térmicas com contrato de combustível requer uma análise probabilística dos cenários futuros de preços. Além disto, o critério de decisão dos agentes não é uniforme, sendo alguns mais e outros menos avessos a risco.

Por sua vez, o despacho por custo também utiliza o conceito de custo de oportunidade, realizando uma análise probabilística na “árvore de cenários” semelhante à do esquema de oferta. Embora o enfoque seja o de minimizar o custo esperado de operação, a decisão ótima para o mesmo exemplo da Figura 4.2 também seria a de utilizar a água no segundo estágio, pois a geração hidrelétrica estaria deslocando – e portanto economizando - um recurso mais caro (média de 25 R\$/MWh) neste estágio do que no primeiro.

Como discutido acima, uma desvantagem do despacho por custo é a necessidade de recolher e gerenciar uma grande quantidade de informações sobre cada um dos agentes e outros parâmetros de igual importância, tais como hidrologia, demanda, cenários de oferta futura etc. Além disto, os próprios critérios de seleção de informações, modelagem das incertezas futuras e tomada de decisão são necessariamente *unificados*. Por exemplo, o ONS utiliza uma *única* previsão de demanda para o curto prazo. De maneira análoga, utiliza-se um *único* conjunto de modelos matemáticos e de critérios de decisão, tais como o de minimizar o valor esperado dos custos operativos. Em outras palavras, o despacho por custo, mesmo com o melhor embasamento técnico¹⁰, não diversifica os riscos da operação do sistema.

Por outro lado, o esquema de oferta incorpora a *diversidade* de percepções dos agentes com relação às incertezas futuras na oferta, demanda, preços de combustível e condições hidrológicas, que no caso de um sistema como o brasileiro são muito grandes. Esta variedade de percepções leva, por sua vez, a uma heterogeneidade de *ações* que contribui para uma operação mais *robusta* do sistema diante de eventos inesperados¹¹.

Outra desvantagem do despacho por custo se refere aos parâmetros econômicos e, em particular, o uso de uma penalidade, o chamado custo de déficit, para representar o ajuste da demanda no caso de escassez de energia. Este custo é calculado de maneira a refletir o custo social resultante da escassez¹². Entretanto, sua determinação na prática é extremamente difícil, tanto em termos metodológicos como de dados. Como o custo de déficit é parte importante do cálculo dos preços e das decisões de despacho,

¹⁰ Exemplos de boa gestão técnica: a projeção de demanda de curto prazo do ONS consolida projeções enviadas pelos agentes; no caso das previsões de longo prazo adota-se uma previsão efetuada pelo CTEM, o Comitê de Estudos de Mercado do MME. Por sua vez, os modelos computacionais de despacho foram concebidos, testados e validados por equipes técnicas das quais participaram agentes setoriais e a ANEEL.

¹¹ Observa-se que incorporar a diversidade não significa realizar análises de sensibilidade ou técnicas de decisão estocástica, as quais são rotineiramente utilizadas no despacho por custo. A questão essencial é se um único agente toma a decisão em nome de todos, ou se cada agente toma sua própria decisão, incorporando portanto sua visão específica ao resultado total.

¹² Na prática, a redução do PIB devido à redução de oferta é muitas vezes usada como “proxy” do custo social.

afetando diretamente o custo de oportunidade e o CMO, seu cálculo é alvo de constante questionamento por parte dos agentes.

Já o esquema de ofertas, por explicitar as disposições a produzir e consumir dos agentes, produz preços mais consistentes e que não dependem de parâmetros definidos de maneira exógena.

Em resumo, as principais vantagens do esquema por oferta são:

- o preço da energia reflete diretamente a disposição a produzir dos geradores e a consumir da demanda
- maior robustez em ambiente de incerteza
- captura melhor a aversão a risco dos agentes

Devido a estas vantagens, o esquema por oferta tem sido adotado na maior parte dos países onde ocorreram reformas setoriais, incluindo sistemas com forte componente hidrelétrico, como os da Noruega, Colômbia e Nova Zelândia.

Entretanto, o esquema por oferta também apresenta dificuldades importantes, principalmente no que se refere à vulnerabilidade ao exercício de poder de mercado por parte de agentes que controlem parcelas significativas do segmento de geração, de forma a que uma eventual retração force um aumento no preço de equilíbrio do sistema. O exercício de poder de mercado tem se revelado um problema sério em muitos sistemas, sendo o caso da Califórnia o mais divulgado. No caso do sistema brasileiro, os seguintes aspectos específicos devem ser equacionados:

- implementação de competição efetiva no caso de agentes dominantes nos respectivos submercados, potencializando a formação de grupos de concentração de poder econômico (oligopólios)
- possibilidade de desotimização da utilização dos recursos hídricos, decorrentes de ofertas de preço relacionadas a necessidades de fluxo de caixa de curto prazo dos agentes
- conciliar ofertas de preço com o uso múltiplo da água
- possibilidade da oferta de preços levar a vertimentos localizados, que poderiam ser aproveitados para consumo a custo de operação mínimo
- conciliar o esquema de oferta com direitos já estabelecidos com base no Mecanismo de Realocação de Energia

4.2 Processo Atual de Formação de Preços

O enfoque atualmente adotado no Brasil para a formação de preços da energia é o de despacho por custo. O custo de oportunidade das hidrelétricas e o CMO são calculados por um modelo computacional - NEWAVE - que minimiza o custo operativo médio (soma dos custos variáveis + custo de déficit) ao longo dos próximos cinco anos, utilizando implicitamente uma árvore de cenários, como mostra a Figura 4.3. O

documento de apoio A descreve com mais detalhe o procedimento de cálculo utilizado pelo NEWAVE, conhecido como programação dinâmica estocástica dual.

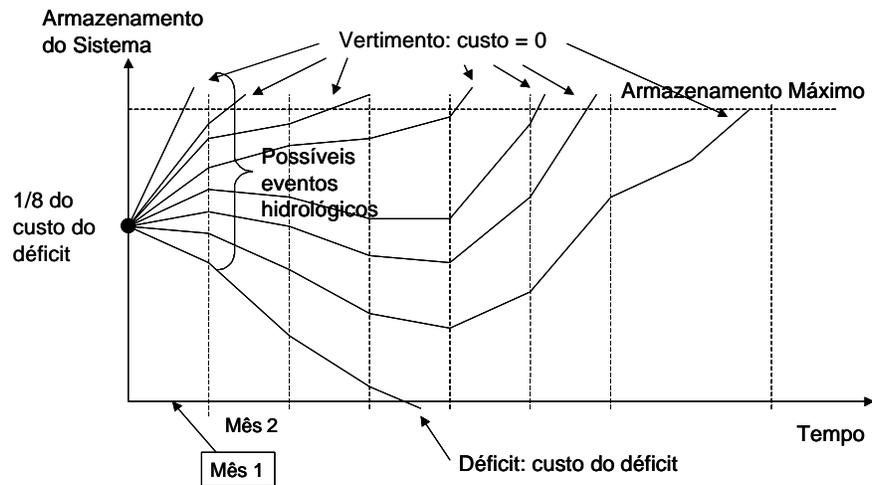


Figura 4.3 – Cálculo do Custo de Oportunidade e CMO no sistema brasileiro

4.3 Problemas Observados

Um dos princípios básicos da operação do sistema brasileiro é assegurar a otimização operativa das usinas hidrelétricas em cascata e a integração inter-bacias. Há quase três décadas, este objetivo vem sendo alcançado com um despacho por custo baseado em técnicas de otimização, e respectivo cálculo do CMO. Por esta razão, considerou-se na formulação do novo marco regulatório que seria razoável continuar com o mesmo procedimento na transição para um modelo de mercado.

Entretanto, a experiência com a aplicação deste procedimento nas novas condições de mercado revelou uma série de problemas e fragilidades nas seguintes áreas, discutidas a seguir:

- Parâmetros de entrada do modelo de despacho;
- Defasagem entre o preço calculado da energia e as percepções de geradores e consumidores com relação ao valor da mesma.

4.3.1 Parâmetros de Entrada do Modelo de Despacho

Como mencionado, o modelo computacional de despacho e cálculo do CMO calcula os custos de oportunidade para uma árvore de cenários ao longo dos próximos 60 meses (5 anos). Foram encontradas dificuldades com os seguintes parâmetros:

- função de custo do déficit;
- previsões de oferta (para cada mês, características técnicas, disponibilidade e outros parâmetros de cada equipamento de geração hidro e térmelétrica para um horizonte de cinco anos) e demanda (consumo mensal por região e por patamar de consumo para os próximos cinco anos);

- critério de otimização (minimização do valor esperado do custo operativo atualizado) e modelo estocástico de vazões (permite criar uma árvore de cenários futuros de afluências, a partir das vazões observadas nos últimos meses).

4.3.1.1 Função de Custo de Déficit

Como visto na Figura 4.3, alguns dos ramos da árvore de cenários futuros chegam a situações de déficit de suprimento. O custo de oportunidade nestes cenários é dado por um parâmetro do modelo computacional, o custo de déficit. Este parâmetro deveria refletir a perda econômica para a sociedade resultante de uma redução forçada na oferta de energia. Como o custo de déficit é muito elevado, os cenários nos quais o mesmo ocorre têm um peso muito grande na formação do valor esperado do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas, o qual, por sua vez, define o CMO a cada período.

O custo de déficit atualmente utilizado – 684 R\$/MWh – apresenta duas limitações principais:

- devido à crise cambial de 1999, foi necessário ajustar o valor do mesmo para R\$ (a referência original era em dólares); utilizou-se uma relação com o custo de combustível na época e, como resultado, alterou-se o embasamento econômico;
- a função de custo atualmente adotada é linear, isto é, considera que racionamentos de 1% ou 50% da demanda têm o mesmo custo unitário; isto é irrealista, pois o custo unitário do déficit deveria aumentar com a profundidade do mesmo.

Há cerca de dois anos a ANEEL estabeleceu processo de discussão técnica e encomendou estudos com o objetivo de propor uma nova função de custo de déficit. A proposta de Resolução decorrente, ainda baseada numa função linear¹³, foi colocada em Audiência Pública em abril de 2001. Esta não foi concluída até o momento devido aos impactos e influências da atual crise de energia elétrica no processo.

4.3.1.2 Previsões de Oferta e Demanda

Pode ser concluído da Figura 4.3 que a evolução do armazenamento ao longo dos diversos ramos da árvore de cenários depende de parâmetros adicionais do modelo computacional, que são as previsões de oferta (tipo e capacidade dos geradores) e demanda (consumo por região e horário) em cada período. Assim como o custo de déficit, as previsões de oferta e demanda afetam diretamente o cálculo do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas. Por exemplo, um excesso de oferta no futuro sinaliza para as hidrelétricas que é melhor despachar hoje, pois os preços de energia no futuro serão reduzidos devido à abundância de energia. Por outro lado, uma escassez de oferta no futuro induz as hidrelétricas a armazenar, resultando hoje num

¹³ A decisão de propor uma função linear na ocasião foi tomada em conjunto com representantes do CCPE e MAE. Embora todos os agentes estivessem de acordo com as vantagens de uma função não linear, prevaleceu o objetivo de reforçar com urgência os sinais de preço devido à proximidade da crise de suprimento.

menor despacho hidrelétrico e maior despacho térmico. Se as previsões de oferta e demanda futura não se concretizarem, as ações de despacho hoje e os respectivos preços de energia (CMO) terão sido equivocados. Em particular, a previsão equivocada de uma abundância futura pode levar a uma utilização excessiva dos reservatórios e a um desincentivo para o acionamento de equipamentos térmicos, precipitando uma crise de suprimento no caso de ocorrer uma seca severa no futuro.

Outro efeito importante das previsões de oferta e demanda é sobre a sinalização de contratação ou investimento futuro. Além de calcular o CMO para o estágio atual, o modelo computacional permite fazer estimativas dos CMOs para os próximos cinco anos. Estas estimativas são utilizadas, por exemplo, por distribuidoras interessadas em determinar se é necessário fazer contratos bilaterais para se proteger contra preços altos¹⁴. Se, uma vez mais, houver uma previsão equivocada de excesso de oferta, os preços estimados para o futuro serão excessivamente baixos, levando a distribuidora a uma decisão – também equivocada – de não contratar parte de sua demanda. Como consequência, haveria menos incentivos à entrada de nova geração, a qual requer contratos de longo prazo para viabilizar seu “project finance”¹⁵.

Conclui-se que a correta determinação dos cenários de oferta e demanda é um requisito essencial para a eficiência física e comercial do setor elétrico. Esta tarefa é obviamente complexa, pois há uma grande incerteza com relação a estes parâmetros de entrada. Com relação à demanda, o ONS utiliza previsões preparadas por comitês técnicos a partir de hipóteses de crescimento da economia e informações das empresas. A previsão de oferta é preparada a partir de informações da ANEEL, que por sua vez se baseia nos seus atos de outorga emitidos e nos acompanhamentos feitos por meio da fiscalização dos serviços de geração.

Estudos realizados no âmbito da Comissão, apresentados no documento de apoio B, mostraram que havia um excesso de oferta nas configurações do ONS de 2003 em diante, o qual seria pouco plausível em termos comerciais. Observou-se também que o ajuste direto desta oferta através da exclusão de usinas específicas (com “nome e sobrenome”) teria consequências comerciais indevidas, pois implicaria num julgamento de condições de competitividade dos agentes, o que não está nas atribuições da ANEEL ou do ONS. Em outras palavras, pode-se afirmar que o *total* de MWs viabilizado num esquema de mercado será menor do que o atualmente indicado, mas não é possível determinar *quais* usinas específicas serão construídas.

4.3.1.3 Critério de Otimização e Modelo Estocástico de Vazões

O terceiro grupo de parâmetros de entrada analisado inclui o critério de otimização e a informação hidrológica. Esta análise foi motivada por comportamentos pouco intuitivos dos preços da energia nos anos 1999 e 2000.

A Figura 4.4 mostra a evolução do nível de armazenamento da região Sudeste (em %) e respectivos preços da energia (em R\$/MWh)¹⁶ para o período de Maio/99-Março/01.

¹⁴ Os contratos bilaterais são discutidos na seção 6.3.2.

¹⁵ A relação entre contratos bilaterais e incentivo para a entrada de novos geradores está discutida na mesma seção 6.3.2.

¹⁶ O nível de armazenamento se refere ao início do mês e o preço é o calculado para o mês, conhecida a previsão de demanda.

Vê-se que o nível de armazenamento no início de janeiro de 2000 era muito reduzido, cerca de 18%. Isto implicaria num alto risco de racionamento para os próximos meses, o qual deveria ser sinalizado através de um aumento do preço da energia. Estes preços elevados, por sua vez, deveriam levar a ações preventivas tais como o acionamento da geração térmica e um alerta sobre as possíveis dificuldades de suprimento.

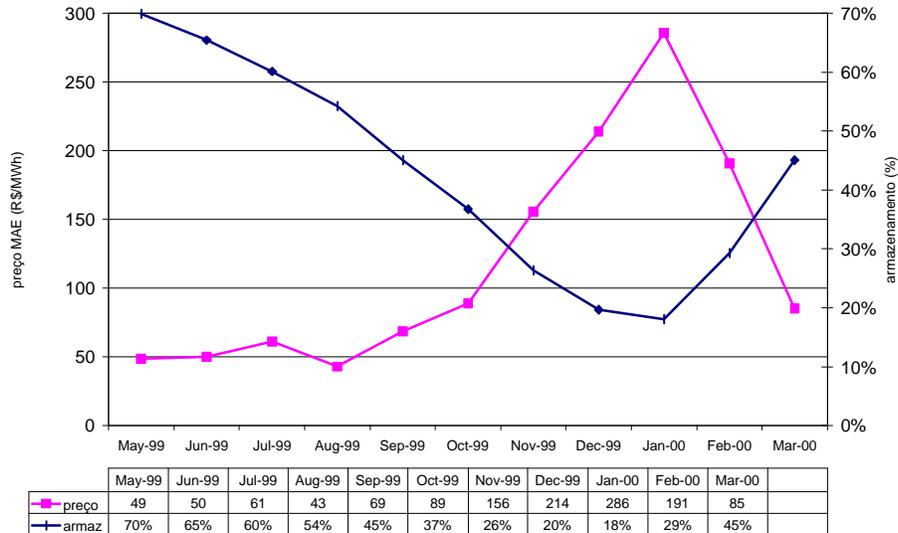


Figura 4.4 - Região Sudeste – Nível de Armazenamento e CMO – Abr/99-Mar/00

Como mostrado na Figura, esta seqüência de eventos começou como esperado. Em janeiro de 2000, o preço subiu para 286 R\$/MWh, o que permitiu o despacho de todos os recursos térmicos da região. Entretanto, observa-se uma brusca redução dos preços já nos meses de fevereiro e março, para 191 R\$/MWh e 85 R\$/MWh, respectivamente. Estes preços já não permitiram o despacho preventivo das usinas térmicas, sinalizando desta forma uma reversão de expectativa de ocorrência de escassez severa para outra de relativa tranquilidade.

Esta reversão de expectativas foi bastante discutida pelos agentes e técnicos do setor na ocasião, pois havia a percepção de que o sistema poderia enfrentar dificuldades de suprimento.

No ano seguinte, a reversão de expectativas com relação à escassez projetada voltou a ocorrer. A Figura 4.5 mostra a evolução do nível de armazenamento da região Sudeste (em %) e respectivos preços “spot” (em R\$/MWh) para o período Maio/00 a Março/01.

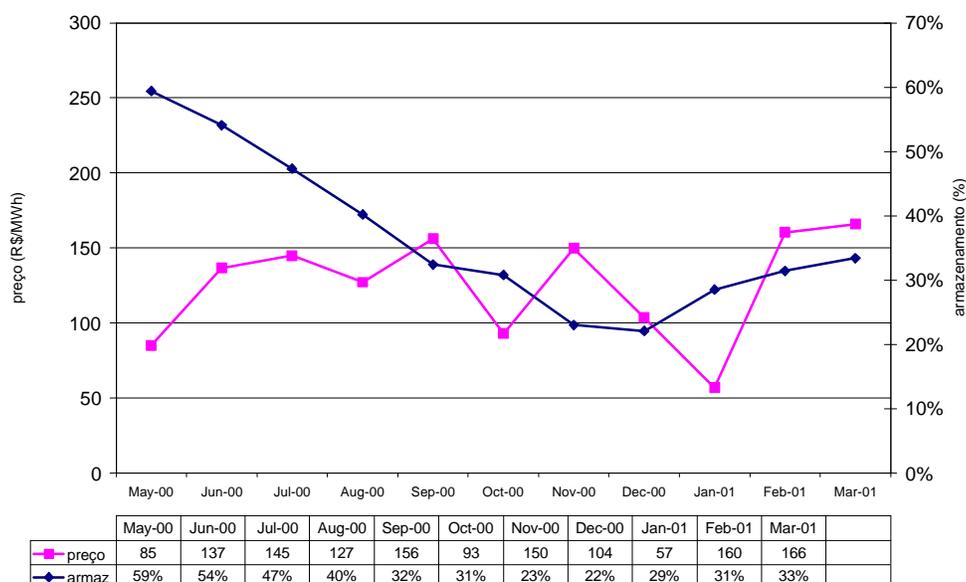


Figura 4.5 Região Sudeste – Nível de Armazenamento e CMO – Abr/00-Mar/01

Observa-se na Figura que, apesar do nível de armazenamento em finais de dezembro ter sido 29%, reduzido para esta época do ano, o preço de janeiro de 2001 foi 57 R\$/MWh, sinalizando novamente uma tranquilidade de suprimento futuro. Entretanto, como é do conhecimento geral, a deterioração da situação energética conduziu a uma situação de racionamento.

A ocorrência de um racionamento severo pouco meses após uma sinalização favorável reforçou os questionamentos e discussões iniciadas com os eventos de dezembro de 1999. Isto motivou o Comitê de Revitalização a realizar uma análise qualitativa e quantitativa do processo de formação dos preços “spot” no sistema brasileiro, descrita no documento de apoio C.

Inicialmente, a análise mostrou que a evolução dos ramos que compõe a árvore de cenários em cada mês é afetada pelas vazões ocorridas nos meses anteriores. Por exemplo, uma afluência elevada em dezembro faz com que a distribuição de vazões possíveis em janeiro apresente um viés para a ocorrência de cenários de afluências mais elevadas, que evitam o risco de racionamento. Como consequência, a proporção de ramos que leva a racionamento nos próximos meses pode variar bruscamente de um mês para o outro; basta que ocorra uma afluência favorável. Esta redução brusca do número de ramos que leva a racionamento leva por sua vez a uma redução substancial no valor esperado do custo de oportunidade. A razão é que estes ramos estão associados a uma penalidade severa, que é o custo de racionamento¹⁷, e têm portanto um peso desproporcional no cálculo dos valores médios. Este fenômeno ocorreu, por exemplo, em janeiro de 2001: as afluências favoráveis observadas em dezembro e novembro do ano anterior levaram a uma distribuição de probabilidade de vazões em janeiro, no qual a maioria dos cenários de afluência era favorável. Como é do conhecimento geral, ocorreu na realidade uma seca severa, que corresponde a um evento improvável, situado na “cauda” desta distribuição de probabilidade.

¹⁷ Na seção 4.3.1.1, na qual se discute o parâmetro custo de déficit, é feita uma análise semelhante.

É neste ponto que se insere a discussão sobre aversão a risco. Como o modelo computacional supõe que os agentes são *neutros* em relação a riscos, a decisão de não ligar preventivamente as térmicas em janeiro de 2001 seria correta. A razão é que, na média, o custo de acionar uma geração térmica que posteriormente se revele desnecessária é maior do que o custo de tornar um racionamento mais severo em virtude da mesma não ter sido acionada. Como discutido acima, isto ocorre porque os eventos de racionamento são muito menos prováveis que os eventos favoráveis. Entretanto, a realidade é que os agentes são avessos a risco, pois as conseqüências de um racionamento são severas¹⁸. Tipicamente, um agente avesso a risco toma precauções no caso do reservatório esvaziar, dando um maior peso para o nível de armazenamento e menor para informações hidrológicas “otimistas”; evita-se assim a dificuldade observada de que um mês de hidrologia elevada reverte todas as expectativas futuras.

Conclui-se que a oscilação dos preços e a reversão de expectativas são conseqüências das características físicas do sistema gerador/hidrologia e do critério de otimização da operação, baseado na média dos custos para os vários cenários hidrológicos. Isto significa que é necessário introduzir uma *aversão a risco* no procedimento de despacho do sistema.

4.3.2 Defasagem entre Preço Calculado e Percepção de Valor

Na seção 4.3.1, foram diagnosticados problemas com os parâmetros de entrada do modelo computacional de formação de preço. Nesta seção, discute-se um problema associado a fundamentos de mercado, que é o uso de um custo marginal calculado como “proxy” de um preço ao invés de usar o equilíbrio de mercado resultante das ofertas de produtores e consumidores. Nas discussões sobre a reforma do setor (projeto RE-SEB), havia consciência por parte dos agentes do setor das desvantagens potenciais de se usar o CMO como uma aproximação do “verdadeiro” preço da energia. Entretanto, esta preocupação era amenizada pela constatação de que quase 100% da demanda e oferta estariam contratadas. Como conseqüência, os agentes seriam pouco afetados pelos preços do mercado, pois teriam uma exposição mínima aos mesmos.

Como é do conhecimento geral, esta premissa se revelou falsa durante a crise de suprimento. A redução do consumo fez com que o nível de produção dos geradores ficasse cerca de 20% inferior ao montante dos Contratos Iniciais, o que resultou numa controvérsia sobre exposições financeiras envolvendo bilhões de reais. Além disto, o aumento dos preços no mercado levou ao acionamento de toda a geração não contratada do sistema (“energia livre”), o que aumentou o montante em disputa. Como conseqüência, a formação do preço da energia passou a ser um tema de grande importância comercial para os agentes.

Nas discussões subsequentes com o Comitê de Revitalização, os geradores apresentaram uma série de questionamentos sobre estes preços. De uma maneira resumida, foi argumentado que os preços em alguns períodos estiveram

¹⁸ Esta mesma aversão a risco é a que faz, por exemplo, que a maioria das pessoas tenha seguros contra incêndio ou roubo. Embora, em média, o valor dos prejuízos seja inferior ao do prêmio do seguro, o impacto negativo, se o evento ocorrer, é demasiadamente grande.

equivocadamente reduzidos¹⁹, levando a um uso excessivo dos reservatórios, que a partir daí não tiveram recursos para enfrentar os problemas de suprimento²⁰. Em outras palavras, os geradores argumentaram que teria havido uma “socialização de benefícios” quando a produção hidrelétrica adicional foi vendida a preços reduzidos, e uma “privatização de prejuízos” quando sua produção ficou inferior aos contratos.

Conclui-se que há uma tensão entre a utilização de preços que têm por fundamento custos de oportunidade de usinas hidrelétricas calculados por um agente externo e a atribuição de responsabilidades individuais aos proprietários destas mesmas usinas para o cumprimento de seus contratos e outros compromissos comerciais com base nestes preços.

4.4 Propostas

Propõe-se a realização de duas ações simultâneas:

- reforçar a metodologia e procedimentos existentes nos seguintes aspectos:
 - ajuste no custo de déficit
 - preparação de cenários de oferta e demanda
 - introdução de aversão a risco na formação de preços
- analisar a viabilidade de implementação de um esquema de oferta de preços

4.4.1 Reforçar Metodologia e Procedimentos Existentes

A Resolução GCE No 109, de 24/01/2002, definiu mudanças na função custo de déficit, procedimento de preparação de cenários de oferta e demanda e introdução de uma curva de aversão a risco na formação de preços, as quais serão resumidas a seguir.

4.4.1.1 Ajuste na Função de Custo de Déficit

Foi adotada da função em quatro patamares atualmente utilizada nos estudos de planejamento da expansão pelo CCPE²¹:

Faixa de Redução de Carga	Preço (R\$/MWh)
0 a 5%	553
5% a 10%	1.193
10% a 20%	2.493
> 20%	2.833

¹⁹ Como discutido na seção 4.3.1.3, a redução de preços pode estar associada ao fato de não se incorporar a aversão a risco. Neste caso, a implementação das medidas propostas na seção 4.4.1.3 poderia amenizar o problema no futuro.

²⁰ Deve ser ressaltado que as afirmações por parte de alguns agentes de que teria ocorrido um esvaziamento excessivo por equívocos nas decisões operativas carecem de evidência documental e são contestadas pelo ONS. Em particular, não há registro de qualquer reparo às decisões operativas no âmbito do Conselho do ONS, no qual estão representados todos os agentes.

²¹ Ver relatório Cepel/Eletróbrás de janeiro de 1998, “Projeto CDEF – Custo Explícito do Déficit”

No ano de 2002, os preços do MAE estarão limitados a um valor de 350 R\$/MWh, estabelecido por Resolução da GCE. O objetivo deste limite é proteger os consumidores de transferências exageradas de preço, dado que neste ano existirão mecanismos de proteção de risco para geradoras e distribuidoras²².

Até dezembro de 2002, a ANEEL deverá definir uma nova metodologia de cálculo da função de custo de déficit e os parâmetros da mesma.

4.4.1.2 Previsões de Oferta e Demanda

Foram adotados os seguintes critérios para a previsão de oferta:

- Primeiros dois anos: considerar os empreendimentos sinalizados nos relatórios mensais de acompanhamento dos cronogramas de obras da fiscalização técnica da Aneel;
- Anos três a cinco: considerar as hidrelétricas já licitadas e complementar o cronograma de construção com térmicas de ciclo combinado a gás natural padronizadas, com custos-padrão de despacho definidos pela ANEEL e sem identificação (sem “nome e sobrenome”) na quantidade necessária para *equilibrar* oferta e demanda, de tal forma que o valor esperado do CMO projetado para estes anos seja aproximadamente igual ao custo marginal de expansão do sistema²³.

Foram adotados os seguintes critérios para a previsão de demanda:

- Durante o racionamento, o ONS utiliza a projeção preparada pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM – do MME, expurgando o efeito do racionamento nos períodos futuros, mas mantendo o efeito da racionalização do consumo.
- Em condições normais, as projeções de carga própria para os estudos de planejamento da operação permanecerão as elaboradas pelos estudos de mercado do CTEM, com a participação dos agentes do setor elétrico, e consolidadas pelo ONS junto a esses agentes;
- As revisões de projeção de carga própria do PMO, ou outras revisões que sejam necessárias, realizadas pelo ONS, deverão ser efetuadas com a participação do CTEM para que as informações e dados atualizados possam realimentar o processo de projeção de carga do CTEM;
- Em condições normais, as projeções de carga própria para os estudos de planejamento da operação permanecerão as elaboradas pelos estudos de mercado do CTEM, com a participação dos agentes do setor elétrico, e consolidadas pelo ONS junto a esses agentes;

²² Ver capítulo 19 – Acordo Geral do Setor.

²³ Este custo de expansão, conhecido como custo marginal de longo prazo, é discutido na seção 6.2. O capítulo 10 discute o chamado Valor Normativo Competitivo (VN), utilizado como “proxy” do custo marginal de expansão.

- O ONS deverá notificar o CTEM quando houver uma discrepância significativa entre a demanda prevista e a observada ao longo do ano. O CTEM terá a responsabilidade de enviar ao ONS previsões ajustadas às observações num prazo a ser regulamentado.

4.4.1.3 Representação de Aversão a Risco de Racionamento na Formação de Preço

Foi introduzida uma “curva de segurança” com base no nível de energia armazenada em cada região. O objetivo e processo de formação desta curva são semelhantes aos da “curva guia” usada atualmente no âmbito da GCE²⁴. Se o nível de armazenamento resultante do despacho for inferior ao da curva, será despachada a geração térmica necessária para atingir o limite. Neste caso, o preço será ajustado para o máximo entre o preço calculado pelo modelo e o preço da curva de segurança.

A Figura 4.6 ilustra de maneira qualitativa o efeito desta curva de alerta nos preços da Figura 4.5.

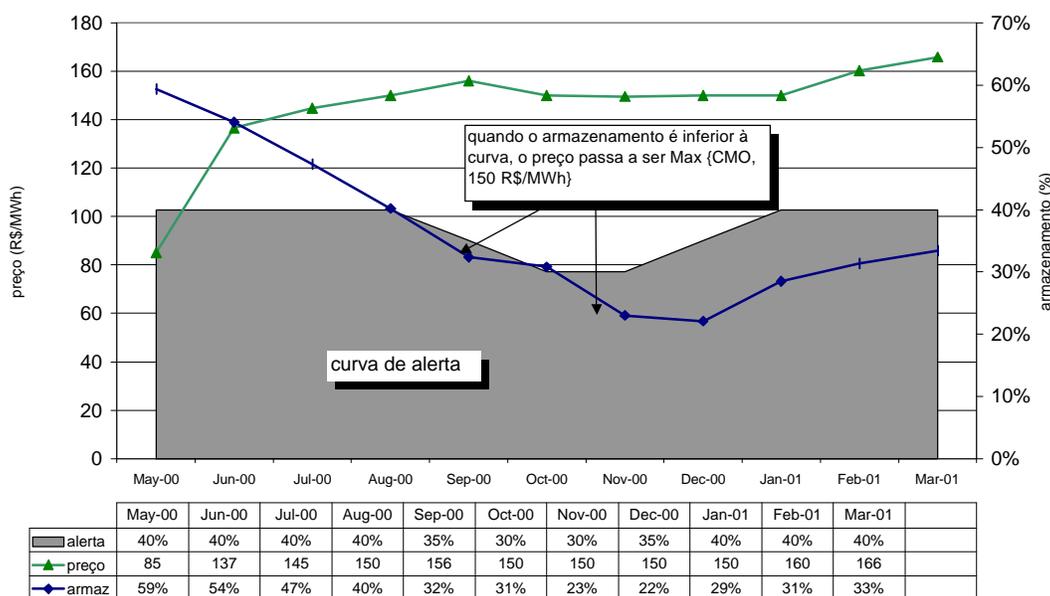


Figura 4.6 – R.Sudeste – N.Armaz. e CMO com Curva de Alerta – Mai/00-Mar/01

Deverá também ser investigado no âmbito dos grupos técnicos do ONS o comportamento do modelo estocástico de vazões (GVAZP), no que se refere à reversão de expectativas, uma vez que as previsões têm bastante impacto nos resultados, podendo ocorrer significativas alterações nos preços reais em função de frustração dessas expectativas.

4.4.1.4 Implementação de um Esquema de Oferta de Preços

Como mostrado na seção 4.3.2, um dos fundamentos de um mercado é um processo de formação de preços que seja consistente e que permita que os agentes assumam

²⁴ A diferença é que a curva de segurança é bianual, isto é, procura sinalizar com antecedência dificuldades de suprimento no caso da ocorrência de um biênio de afluências reduzidas.

responsabilidades e gerenciem seus próprios riscos. Por outro lado, como discutido no início da seção 4.3, um dos princípios básicos da operação do sistema brasileiro é assegurar a otimização operativa das usinas hidrelétricas em cascata e a integração inter-bacias.

No documento de apoio A é discutida a questão de formação de preços para usinas hidrelétricas em cascata. Mostra-se que algumas incoerências apontadas entre o despacho que maximiza o lucro do agente individual e o que minimiza o custo operativo total ocorrem porque num sistema hidrelétrico há dois tipos de “produto”: (a) *energia elétrica* - comercializada pelos conjuntos *turbina/gerador* das usinas hidrelétricas; e (b) *água* - comercializada pelos *reservatórios* das mesmas.

Em outras palavras, o reservatório é um agente econômico que compra água nos períodos úmidos - quando a mesma está barata - e a armazena até que ocorra um período seco, quando seu preço está elevado. Por sua vez, um conjunto turbina/gerador é um agente econômico que compra água e a transforma em energia, para venda no MAE.

Como o preço do MAE somente remunera a produção de energia, não considerando a contribuição trazida pelos reservatórios ao regularizar a vazão a jusante, não haveria sinais econômicos corretos para a operação otimizada da cascata.

Como mostrado no documento de apoio A, esta distorção pode ser corrigida através da criação de um Mercado Atacadista da Água (MAA), que tem com relação à compra a venda deste recurso uma função análoga à do MAE para a comercialização de energia.

A implementação do MAA no processo de formação de preços seria a medida mais adequada em termos ideais, pois concilia os objetivos de formação consistente de preços e de preservação da otimização do uso dos recursos hidrelétricos.

Entretanto, o MAA não é compatível com os certificados de energia assegurada usados no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Como mostrado na seção 14.4, o MRE é um mecanismo de diversificação de risco das usinas hidrelétricas, baseado na divisão da produção hidrelétrica total entre as usinas, com base nos certificados de energia assegurada de cada uma. O mecanismo de diversificação, em si, é compatível com o MAA. Entretanto, os valores dos certificados, por terem sido calculados com base na produção de cada usina nos períodos secos, não creditam aos reservatórios de montante o benefício da regularização, identificada para o MAE. Como consequência, a implementação do MAA levaria a uma transferência de renda das usinas de montante para jusante não prevista nos direitos atuais das usinas.

Por esta razão, propõe-se que o MAA seja visto como um objetivo de mercado a mais longo prazo, e sugere-se investigar um mecanismo intermediário que permite realizar a oferta de preços, preserva a otimização hidrelétrica na cascata e inter-bacias, é compatível com o MRE. Os passos básicos estão apresentados a seguir, e em maior detalhe no documento de apoio F:

1. É criada uma “conta corrente” de créditos de energia (MWh) para cada empresa

2. A cada período, é feito um “depósito” em MWh na conta correspondente a uma fração da energia afluenta ao sistema. Esta fração é dada pela razão entre o certificado de energia assegurada da empresa e a soma de todos os certificados
3. A cada período, a empresa faz ofertas de [preço; quantidade], limitada ao “saldo” da conta e à potência instalada; as usinas térmicas também apresentam ofertas, limitadas somente à potência disponível
4. As ofertas são “despachadas” em ordem crescente de preço até o atendimento da demanda. O preço da energia corresponde ao da última oferta “despachada”
5. Soma-se o total de MWh “despachado” comercialmente pelas usinas hidrelétricas no passo 4; o ONS determina um despacho *físico* das usinas que produza a *mesma* quantidade de energia total do esquema de oferta, mas otimizando o sistema (restrições das usinas em cascata, evitar vertimentos etc.). Em outras palavras, há uma separação entre o despacho comercial das usinas e seu despacho físico.

O esquema proposto é semelhante ao sistema de “slicing” da Bonneville Power Administration, onde cerca de 40% da capacidade das usinas hidrelétricas é despachada por oferta. Esquemas deste tipo também foram recentemente aplicados em leilões promovidos pela Electricité de France e Província de Alberta, no Canadá. Ele apresenta as seguintes características:

- coerente com o MRE e direitos das empresas (% da energia afluenta é proporcional à energia assegurada)
- cada empresa gerencia os próprios riscos
- formação de preços transparente
- preserva a otimização física do sistema hidrelétrico
- evita que parâmetros exógenos como a função custo de déficit afetem a formação de preços
- facilita a criação de um mercado de futuros de energia e o uso de instrumentos de gerência de risco

Como mencionado na seção 4.1, uma dificuldade importante a ser investigada na análise de viabilidade do esquema de oferta de preços é a possibilidade de poder de mercado por parte de alguns agentes. Serão investigados mecanismos de caracterização deste poder e medidas mitigatórias tais como a definição de curvas de alerta ou limites no preço ofertado.

5 OPERAÇÃO DO SISTEMA

5.1 Situação Atual

Como visto no capítulo anterior, o sistema hidrotérmico é despachado por um modelo computacional que minimiza o custo operativo médio (soma dos custos variáveis + custo de déficit) ao longo dos próximos cinco anos. São utilizadas técnicas de otimização probabilística para levar em conta a variabilidade das afluições. O uso de modelos computacionais tem como objetivo maximizar a eficiência no uso dos recursos do sistema. A transparência do processo é assegurada pela ampla abertura regulamentar na aplicação dos modelos computacionais disponíveis e pelos dados utilizados, que garantem auditabilidade e reprodutibilidade nos resultados obtidos pelo ONS²⁵.

5.2 Problemas Identificados

Foram identificadas dificuldades nas seguintes áreas:

- Governança do ONS
- Procedimentos de Rede
- Desenvolvimento dos modelos computacionais
- Alerta quanto a dificuldades de suprimento

O detalhamento de cada problema e as soluções propostas estão apresentadas a seguir.

5.3 Governança do ONS

5.3.1 Motivação

O ONS é uma entidade de direito privado que atua mediante autorização da ANEEL. É integrado pelos titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres. Sua Assembléia Geral é constituída pelos titulares que o compõem, dos representantes indicados pelos Conselhos de Consumidores das regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste e um representante do Poder Concedente. Seu Conselho de Administração é composto por dezenove membros, sendo sete representantes da categoria de Produção, quatro da categoria Transporte e sete da categoria Consumo, e um representante do Poder Concedente, designado pelo MME, sem direito a voto, porém com direito a veto, nas deliberações que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais nas questões de energia elétrica. A principal atividade do ONS é a coordenação e controle da operação da geração, transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, tendo como princípio norteadores:

- dissociação de interesses comerciais
- isonomia de tratamento
- neutralidade no estabelecimento dos parâmetros
- neutralidade na formulação dos despachos, na coordenação e no controle da operação

²⁵ Os agentes de mercado têm acesso aos modelos computacionais e aos dados e parâmetros de entrada dos mesmos; portanto, podem auditar os resultados do despacho do ONS.

O Estatuto do ONS, ao definir as atribuições do Conselho de Administração, delegou-lhe autoridade que abrange toda a gama de assuntos técnicos sob responsabilidade do Operador, incluindo aspectos cujas deliberações podem não traduzir as melhores práticas, podendo potencialmente ser contaminadas por interesses comerciais. São exemplos dessa possibilidade as atribuições quanto a aprovação de procedimentos operacionais e subseqüente mudanças, acessos, bem como aprovações de ampliações e reforços no sistema de transmissão.

Assim sendo, embora o Comitê de Revitalização tenha concluído que não há indicação de interferência indevida do Conselho de Administração do ONS nas decisões do Operador, concluiu também que há potenciais conflitos de interesses, que devem ser tratados com transparência visando evitar que prosperem e eliminá-los. Desta forma, foi considerado importante tomar a medida preventiva, no sentido de se delimitar com clareza o que deveriam ser as funções operacionais de responsabilidade da Direção do ONS e quais deveriam ser as responsabilidades de gestão de seu Conselho.

5.3.2 Proposta

Recomenda-se a transferência de competências do Conselho de Administração para a Diretoria Executiva, de maneira a:

- possibilitar que as relações com a Agência Reguladora independam de decisões do Conselho de Administração;
- que as decisões acerca de procedimentos operacionais e recursos para a controlabilidade do sistema passem a ser de competência exclusiva da Diretoria Executiva, que os encaminha para aprovação da ANEEL; esta medida está associada à finalização dos Procedimentos de Rede, a serem discutidos na seção 5.4;
- que as propostas de expansão da rede sejam também atribuições exclusivas da Diretoria Executiva; e que
- apenas a Diretoria Executiva possa criar comitês para tratamento de assuntos específicos.

Maiores detalhes da proposta estão apresentados no documento de apoio G, sendo que a implementação passa por alteração do Estatuto Social do ONS, aprovada pela ANEEL.

5.4 Procedimentos de Rede²⁶

5.4.1 Motivação

Como visto anteriormente, o ONS tem autoridade para despachar de maneira determinativa cada usina do sistema. A contrapartida desta autoridade é a transparência absoluta, assegurada através de dois instrumentos principais:

²⁶ Este termo se refere ao conjunto de procedimentos e regras utilizados pelo ONS para realizar suas atividades.

- acesso dos agentes aos programas computacionais e dados de entrada utilizados pelo ONS para a tomada de decisões referentes ao despacho; este ponto será discutido na seção 5.6;
- Procedimentos de Rede transparentes, detalhados e completos, que permitam o acompanhamento e fiscalização do processo de tomada de decisão por parte dos agentes.

Foram identificadas lacunas e necessidade de aprimoramentos com relação a estes procedimentos. Na época anterior à reforma, a maioria das dúvidas era resolvida de maneira colegiada e cooperativa no âmbito do então Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI). Isto era razoável, pois todos os agentes eram de propriedade estatal e a componente comercial era de mais fácil gerenciamento.

Num ambiente competitivo, com maior participação privada, onde os impactos comerciais das decisões podem ser substanciais, é necessário um grau muito maior de formalidade, clareza e detalhamento nos procedimentos operativos, que deixem perfeitamente definidos os direitos e obrigações de cada um dos intervenientes no processo.

5.4.2 Propostas

Com o objetivo de reforçar a efetividade procedimentos do ONS, propõe-se que:

- A ANEEL dê seguimento ao processo de aprovação provisória dos Procedimentos da Rede que já se encontram em seu poder, para análise;
- A ANEEL realize Consulta Pública para determinar o escopo de eventuais aprimoramentos, complementações e suplementações aos Procedimentos, com vistas à aprovação definitiva;
- Uma vez aprovados estes procedimentos, o ONS deverá guardar registros operativos detalhados das decisões operativas e os efeitos de sua implementação por um prazo de três semanas após sua ocorrência. Este prazo será o limite para qualquer contestação de ações operativas por parte dos agentes; uma vez esgotado este prazo, o ONS não mais poderá ser questionado com respeito a decisões, e terá o direito de não mais disponibilizar os registros operativos detalhados.

5.5 Modelos Computacionais

5.5.1 Motivação

O conjunto dos modelos computacionais utilizados no despacho operacional do sistema vem sendo desenvolvido desde meados da década de 80 pelo Cepel, inicialmente com custeio direto das empresas e, desde o início da reforma, através de um contrato com o ONS.

A cadeia dos programas de otimização/simulação ainda não está completamente implementada. Até o momento, somente o programa de otimização hidrotérmica a médio prazo (NEWAVE) tem seu uso autorizado provisoriamente, o que foi resultante de um processo de validação do mesmo. No caso do programa de otimização de curto

prazo (DECOMP), o processo de validação da versão determinística está sendo finalizado, sendo que o programa deverá ser utilizado no início de 2002. Por fim, o programa de despacho horário DESSEM, que completa a cadeia de modelos, ainda não teve o processo de testes de validação iniciado.

Visto que o desenvolvimento destas ferramentas não está finalizado, ainda não é possível uma avaliação conclusiva sobre seu uso. Em todo caso, algumas dificuldades já foram observadas, tais como problemas de interface e de grande sensibilidade dos resultados dos programas aos dados de entrada, principalmente em relação ao cronograma de expansão da geração e do custo do déficit.

5.5.2 Proposta

Tendo em vista a grande importância das ferramentas computacionais para a eficiência e credibilidade das atividades de despacho, recomenda-se:

- Concentração de esforços para a finalização da implantação e validação do conjunto de modelos computacionais e metodologia atualmente especificados;
- Em paralelo, realizar uma análise das metodologias e ferramentas com vista a seu aperfeiçoamento e identificação de soluções alternativas.

5.6 Alerta quanto a Dificuldades de Suprimento

Como constatado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, não há responsabilidades e procedimentos bem estabelecidos, tanto para a sinalização de problemas de suprimento quanto para a recomendação de medidas de redução do consumo. Propõe-se a implementação das seguintes medidas corretivas:

- O ONS deverá incluir em seus Procedimentos de Rede um conjunto de índices de desempenho que servirá para a identificação de potenciais dificuldades de suprimento nos próximos dois anos, com base nas revisões anuais dos planejamentos quinquenais da operação, em articulação com MME. Estes índices tipicamente estarão associados ao risco e severidade dos eventos de racionamento no futuro.
- Fará parte do conjunto de índices acima referido a violação da curva de aversão a risco²⁷. Se isto ocorrer, o MME deverá anunciar publicamente as medidas a serem adotadas para evitar situação de racionamento.
- O ONS, em articulação com o MME, também deverá elaborar para inclusão nos Procedimentos de Rede um conjunto de medidas preventivas (racionalização, campanhas para redução do consumo) e emergenciais (importação de energia, cotas de consumo, cortes de carga programados, etc.) que seriam recomendáveis em caso de dificuldade de suprimento.

²⁷ Ver seção 4.4.1.3.

-
- Se for detectada uma situação de alerta, o ONS notificará a ANEEL e o MME, incluindo também informações sobre medidas preventivas e emergenciais recomendadas nos Procedimentos de Rede.
 - O MME, com a colaboração da ANEEL, ANA e ONS, deverá estabelecer critérios e procedimentos para implantação de um racionamento de energia elétrica.

6 EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA

6.1 Planejamento da expansão antes da reforma do setor

6.1.1 Grupos de Planejamento

Antes da reforma do setor, o planejamento da expansão do sistema era executado pelo Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema – GCPS, coordenado pela Eletrobrás. No atual modelo do setor, parte das funções de planejamento desapareceu, pois o governo já não determina a construção de novas usinas. As demais funções foram absorvidas pela Secretaria de Energia do MME.

6.1.2 Plano de Expansão Ótimo

O objetivo básico do planejamento da expansão era determinar o cronograma de entrada de novas usinas que minimizasse a soma dos custos de investimento e operação necessários para atender a demanda projetada com um determinado nível de confiabilidade. Na determinação deste plano, as equipes de planejamento utilizavam como parâmetros básicos o custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de longo prazo (CMLP). O CMO foi discutido nos capítulos anteriores: ele é calculado como subproduto dos modelos computacionais de despacho, e reflete a variação do custo operativo²⁸ necessário para atender um aumento de 1 MWh na demanda, utilizando os recursos existentes. Por sua vez, o CMLP corresponde ao custo de atender ao mesmo aumento da demanda através de ajustes tanto no despacho como no cronograma de expansão das usinas²⁹. Um resultado conhecido nesta área de planejamento é que, num plano de expansão de mínimo custo, o CMO e o CMLP coincidem. Em termos intuitivos, o que o planejador faz é comparar os custos de atender o aumento da demanda através de um uso mais intenso dos geradores existentes ou da antecipação de uma obra de geração, e seleciona a opção mais econômica.

6.1.3 Confiabilidade de Suprimento e Custo de Déficit

Com relação à confiabilidade de suprimento, o critério tradicionalmente adotado no setor elétrico é de garantir o atendimento da demanda para 95% dos cenários simulados em cada ano. Em outras palavras, quando é simulada a operação do sistema para diversas seqüências hidrológicas simuladas, espera-se que menos de 5% das mesmas apresentem problemas de atendimento em algum mês ao longo do ano.

Nos sistemas térmicos, o critério de confiabilidade não está diretamente ligado ao despacho econômico do sistema: se a demanda excede a oferta disponível, é óbvio que todas as térmicas estarão despachadas, mesmo as mais caras. Nos sistemas hidrelétricos, entretanto, esta relação é mais complexa, pois o uso mais ou menos intenso dos recursos hidrelétricos depende da aversão ao risco. Em outras palavras, o despacho mais econômico em termos de custo de combustível é acionar todas as hidrelétricas o máximo possível; entretanto, esta política operativa é a de menor

²⁸ Como visto nos capítulos anteriores, o CMO inclui tanto os custos variáveis das usinas termelétricas como os custos de oportunidade das usinas hidrelétricas.

²⁹ O nome “custo marginal de longo prazo” vem do fato da construção de uma nova usina ser um processo de ajuste não instantâneo, como o de aumentar a produção de usinas.

confiabilidade, pois maximiza o risco de déficit. No outro extremo, a política operativa que maximiza a confiabilidade de suprimento é despachar preventivamente todas as térmicas do sistema todo o tempo; por outro lado, esta política é a mais cara em termos de custos operativos.

O custo de déficit é utilizado para determinar o melhor ajuste entre estas posições extremas: se a penalidade é alta, o uso das hidrelétricas diminui³⁰ e o das térmicas aumenta, o que por sua vez aumenta a confiabilidade. Na outra direção, uma penalidade reduzida induz um aumento do uso dos recursos hidrelétricos, com a conseqüente redução do uso térmico e da confiabilidade de suprimento.

O procedimento acima também mostra como o critério de confiabilidade era incorporado nos estudos de planejamento: um aumento na penalidade de déficit leva a um aumento do CMO, que se torna mais caro que o CMLP. Como o ótimo está associado ao equilíbrio destes parâmetros, isto induz novos investimentos em capacidade, os quais, finalmente, aumentam a confiabilidade de suprimento. Em outras palavras, o custo de déficit era “calibrado” para que a confiabilidade resultante do plano de expansão seja a desejada.

6.1.4 Uso dos Parâmetros do Planejamento no Novo Ambiente

Todos os parâmetros do planejamento da expansão tradicional – CMO, CMLP e critério de confiabilidade - continuam a ter importância para o novo modelo setorial. Como visto no capítulo 4, o CMO passou a ser um “proxy” do preço da energia a cada período. Por sua vez, será visto no capítulo 10 que o CMLP, neste novo ambiente, está relacionado ao chamado Valor Normativo – VN – que limita o repasse dos custos de geração para os consumidores cativos. Finalmente, o critério de confiabilidade continua incorporado nos certificados de energia assegurada, os quais, como será visto na seção 6.3.2, servem de respaldo físico para os contratos bilaterais.

6.2 Expansão num Ambiente de Mercado

Num ambiente de mercado, os sinais de preço da energia de curto prazo, discutidos no capítulo anterior, deveriam ser suficientes para induzir a entrada de novos equipamentos, quando necessário. Como em qualquer outro mercado, a escassez de oferta deveria levar a um aumento dos preços de equilíbrio e, portanto, a um aumento na remuneração líquida dos equipamentos de geração. Este aumento, por sua vez, faz com que a rentabilidade de novos reforços seja elevada, atraindo novos investidores. A entrada progressiva dos mesmos, ao aumentar a oferta, reduz preços e rentabilidade, até que se atinja uma nova situação de equilíbrio.

De maneira análoga à equivalência entre os mecanismos de oferta de preço e despacho por custo no caso da operação do sistema, discutido no capítulo anterior, pode-se mostrar que os sinais de mercado, em conjunto com a livre competição, induziriam uma expansão de mínimo custo do planejamento centralizado, pois o equilíbrio entre remuneração dos investimentos e preços de curto prazo mencionado acima tem uma relação direta com o equilíbrio entre CMO e CMLP discutido na seção

³⁰ Como visto nos capítulos anteriores, isto ocorre porque seu custo de oportunidade aumenta, o que as torna relativamente mais caras que as térmicas no despacho econômico.

anterior. Também como discutido anteriormente, a opção por esquemas de mercado em todos os países onde houve reforma estaria associada à maior eficiência e robustez trazida pela diversidade de percepções e ações dos agentes livres diante das incertezas futuras.

6.3 Processo Atual de Expansão

Em teoria, o processo atual de expansão do sistema gerador é próximo ao paradigma de mercado, pois os geradores são livres para investir e oferecer sua produção ao Mercado Atacadista de Energia³¹. No caso das usinas térmicas, só é necessária uma autorização da ANEEL para construção³²; no caso das hidrelétricas, são licitadas pela ANEEL concessões com projetos básicos já definidos³³. O agente vencedor da licitação se compromete a implementar o projeto dentro de um determinado prazo.

Entretanto, como será mostrado a seguir, a volatilidade dos preços no mercado de curto prazo faz com que o “motor” principal da expansão no Brasil não seja a oportunidade de ganhos do gerador no mercado de curto prazo, e sim a disposição a contratar por parte da demanda.

6.3.1 Energia Firme e Preços da Energia

Como mencionado anteriormente, o sistema brasileiro é caracterizado pela predominância de geração hidrelétrica, com reservatórios de grande capacidade de armazenamento. Na década de 70, o sistema era projetado para garantir o atendimento da demanda mesmo que voltasse a ocorrer a pior seca registrada no histórico de aflúências. Por exemplo, um conjunto de usinas com *energia firme* de 35 mil MW médios é capaz de atender continuamente a um consumo do mesmo montante sem qualquer falha de suprimento quando a operação do sistema é simulada para todos os anos do registro histórico.

Posteriormente, este critério foi atualizado para incorporar riscos de não atendimento quando a operação era simulada para um conjunto bem maior de cenários hidrológicos, produzidos por modelos computacionais que representavam matematicamente o processo de produção de vazões. Neste caso, dizia-se que um conjunto de usinas tinha uma energia “assegurada”³⁴ de 35 mil MW se, ao simular o atendimento de um consumo do mesmo porte supondo a ocorrência de 2000 séries diferentes, houvesse falha de suprimento em 5% das seqüências simuladas.

Como os reservatórios se beneficiam do fato de que as secas severas, consideradas na simulação de seu dimensionamento, ocorrem raramente, o sistema hidrelétrico pode atender, por um período limitado, demandas *maiores* do que sua energia assegurada.

³¹ No caso das usinas hidrelétricas, como já visto, o montante a ser produzido a cada período é atualmente decidido pelo ONS.

³² Há requisitos adicionais importantes, em particular o licenciamento ambiental, que tem dificultado a implantação de vários projetos. No caso do gás, há também o problema dos contratos de suprimento, que serão discutidos em capítulos posteriores.

³³ O projeto básico é pré-definido para assegurar o melhor desenvolvimento dos recursos hidrelétricos da bacia, devido à existência de várias usinas em série.

³⁴ O termo “energia assegurada” foi criado para diferenciar o novo critério probabilístico do critério tradicional de energia firme.

Este “excesso” temporário de capacidade de produção resulta em preços da energia (CMOs) próximos de zero.

Devido à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios, estes períodos de preço baixo não apenas ocorrem com freqüência, mas podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas. Por exemplo, a Figura 6.1 mostra o CMO no sistema Sul-Sudeste brasileiro de janeiro de 1993 a agosto de 1997 (em US\$/MWh).

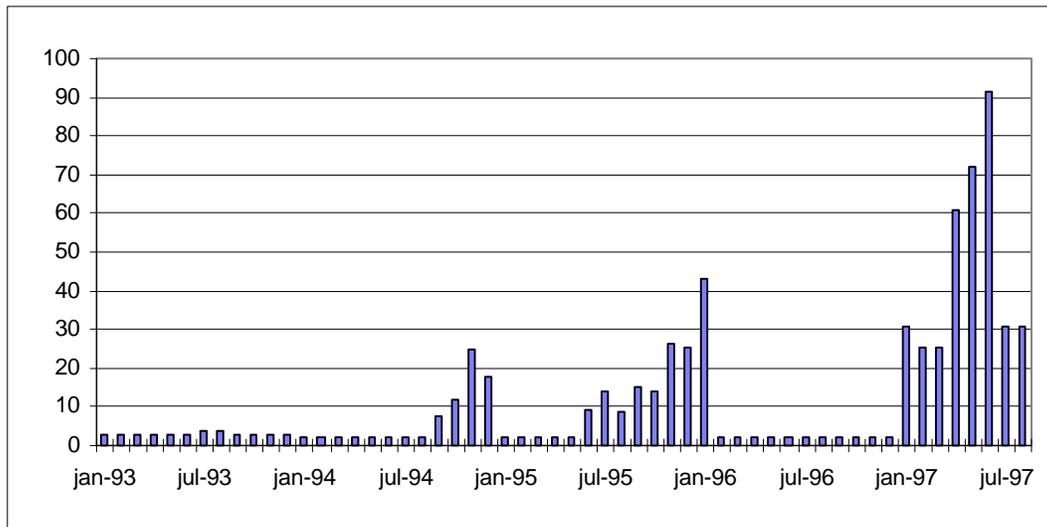


Figura 6.1 – Sistema Sul-SE – Evolução do Preço MAE

Vê-se na Figura que o preço esteve próximo de zero em 36 dos 56 meses observados; destes meses, houve um período de quase dois anos (21 meses) *consecutivos* onde os preços se mantiveram muito baixos.

Este processo de evolução dos preços cria uma incerteza, ou *volatilidade*, muito grande, para as projeções de preço no futuro. Por exemplo, a Figura 6.2 mostra a distribuição de freqüência *prevista* do preço da energia no sistema Sul brasileiro em janeiro de 2003 (em R\$/MWh) para 64 cenários hidrológicos simulados.

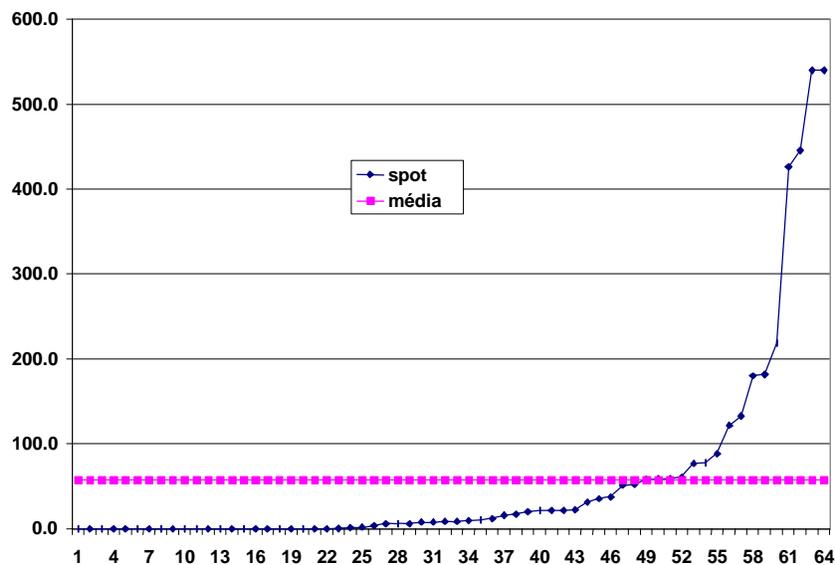


Figura 6.2 – Distribuição do Preço “spot”– Janeiro de 2003

Observa-se que a distribuição de preços é muito assimétrica: a maior parte dos cenários (cinquenta e um) têm preços inferiores à média de 50 R\$/MWh (também indicada na Figura). Dentre estes, 26 cenários têm preço igual a zero. No outro extremo, há alguns poucos cenários onde o preço “spot” ultrapassa os R\$550/MWh. A razão entre o maior preço e a média neste caso é onze vezes. Esta volatilidade é maior do que a de qualquer “commodity”, inclusive dólar.

Se as condições hidrológicas forem favoráveis, os preços podem manter-se baixos durante meses a fio mesmo que haja falta estrutural de energia. E vice-versa: se ocorrer uma seca severa, os preços podem alcançar valores bastante elevados, mesmo que haja sobra estrutural de energia. Em outras palavras, as oscilações nos preços devido à hidrologia são muito maiores do que a variação nos mesmos devido a um desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda.

Conclui-se que o “ruído” da hidrologia oculta o sinal estrutural de defasagem entre oferta e demanda, prejudicando seriamente a eficiência do mercado de curto prazo como indutor de novos investimentos.

6.3.2 Contratos Bilaterais

Foi visto na seção anterior que a volatilidade dos preços da energia é uma barreira importante à entrada dos geradores no sistema. Esta dificuldade pode ser aliviada através da assinatura de *contratos bilaterais* entre geradores e demandas. Nestes contratos, agentes negociam livremente a quantidade (MWh) e o preço (R\$/MWh) da energia a ser suprida. A cada período de apuração, a diferença entre a produção do gerador e o montante contratado com a distribuidora é compensado através de compras ou vendas no MAE. Portanto, se um gerador produz mais energia do que o montante contratado, estará vendendo automaticamente este excesso ao MAE, e recebendo uma remuneração adicional por esta venda. Se, por outro lado, produz menos do que o contratado, estará comprando a diferença – e pagando por ela – no MAE.

Em outras palavras, a remuneração de um gerador é uma combinação de uma renda estável, que corresponde ao pagamento contratado, com uma renda/pagamento variável, que corresponde à parcela vendida/comprada no MAE.

De maneira análoga, os pagamentos de uma distribuidora compõem-se de uma parcela estável, correspondente aos contratos com os geradores, e outra variável que cobre as compras/vendas das diferenças entre consumo e o montante contratado³⁵.

Devido às já mencionadas oscilações no preço do MAE, tanto as geradoras como as distribuidoras têm incentivos para minimizar a parcela variável de sua remuneração através da assinatura de contratos bilaterais que cubram quase toda sua capacidade.

6.3.3 Respaldo Físico dos Contratos e Confiabilidade de Suprimento

Embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, a regulamentação atual exige que os mesmos tenham um *respaldo físico* de geração. No caso de usinas hidroelétricas, este respaldo corresponde à energia assegurada; no caso de usinas térmicas, à capacidade de geração contínua. A razão para esta exigência é fazer com que a necessidade de contratação efetivamente induza a construção de novas usinas, o que evita o falso atendimento das necessidades do sistema por contratos especulativos baseados apenas em compras no MAE.

Por sua vez, a idéia de basear o respaldo do contrato nos certificados de energia assegurada tem como objetivo assegurar um nível de confiabilidade de suprimento semelhante ao tradicionalmente utilizado. Como visto na seção 6.3.1, isto significa que os geradores hidrelétricos contratados devem ser capazes de entregar em conjunto toda a energia assegurada com uma confiabilidade de 95%. Portanto, se a demanda estiver totalmente contratada, isto significa que haverá um respaldo físico para este consumo que deveria levar a uma confiabilidade de suprimento de 95%³⁶.

6.3.4 Incentivo para Expansão no Marco Regulatório Brasileiro

Conclui-se das discussões anteriores que o “motor” para a expansão do sistema é a necessidade de contratar das distribuidoras, e não a disposição dos geradores de investir em geração nova, pois esta última só ocorre na medida em que exista uma demanda disposta a comprometer-se com contratos bilaterais. A título de exemplo do funcionamento deste “motor” da expansão, imagine-se que uma distribuidora projete um aumento de 500 MW médios em sua demanda dentro de dois anos. Ela procuraria então geradores com os quais pudesse assinar um contrato de suprimento. Uma vez selecionada a melhor oferta, ela assinaria um contrato bilateral com um determinado gerador. Este, por sua vez, passaria a dispor de um contrato de longo prazo, o qual viabilizaria o “project finance” que permitiria construir um novo projeto de geração,

³⁵ Se o montante contratado for superior ao consumo, a Distribuidora estará vendendo a diferença no MAE. No caso de um racionamento, por exemplo, a distribuidora teoricamente poderia ter um lucro com a venda desta diferença. Esta situação é a que permeou as controvérsias sobre os Contratos Iniciais, Anexo V e Acordo de Recompra, discutidas no capítulo 19.

³⁶ A adequação entre o certificado de energia assegurada e a confiabilidade de 95% de suprimento só é verdadeira enquanto as premissas utilizadas em seu cálculo, tais como as hipóteses de oferta futura, se mantiverem conforme previsto. Desta forma, faz-se necessário um rígido controle sobre as condições de contorno que definiram as premissas para o cálculo da energia assegurada.

cuja energia respaldaria o contrato e garantiria, desta forma, o atendimento ao aumento de demanda da distribuidora.

Conclui-se também que a exigência de respaldos físicos baseados em energia assegurada deveria levar a reforços de geração comparáveis em termos de confiabilidade de suprimento aos que seriam determinados pelo planejamento centralizado da expansão.

6.4 Problemas Detectados

À primeira vista, os mecanismos de incentivo à expansão discutidos acima seriam adequados para assegurar o suprimento confiável da demanda. Entretanto, como mostrado no relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, estes mecanismos não funcionaram adequadamente na prevenção da crise de suprimento.

A primeira constatação da Comissão foi que praticamente 100% da demanda de 1998 a 2001 estava coberta pelos Contratos Iniciais. Como consequência, não havia um “espaço comercial” para a contratação de reforços por parte das distribuidoras, *mesmo que a situação física de abastecimento indicasse a necessidade dos mesmos*.

Por exemplo, é indiscutível que o esvaziamento dos reservatórios reduziu substancialmente a atual capacidade de suprimento do sistema gerador. Também não há dúvida de que é necessária a entrada de geração adicional que permita o reenchimento dos mesmos e a restauração da capacidade normal de geração. Entretanto, em termos *comerciais*, os certificados existentes continuam a poder respaldar contratos que cobrem 100% da demanda. Isto significa que a entrada de reforços de geração necessários para restaurar as condições de atendimento *não* está assegurada pelos mecanismos normais de mercado, sendo necessário criar condições adicionais de contratação para os mesmos.

O entendimento da diferença entre a contratação *comercial*, baseada em certificados de energia assegurada que não dependem do nível de armazenamento dos reservatórios, e a necessidade *física* de capacidade de suprimento, é fundamental para o estabelecimento de medidas corretivas e para a definição de ajustes nos mecanismos de incentivo à expansão da oferta de geração.

A próxima questão, também discutida pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico e pelo Comitê de Revitalização, é o porquê das geradoras contratadas não terem agido no sentido de viabilizar a entrada destes reforços, *mesmo estando expostas financeiramente no caso de uma falha de suprimento*.

Uma primeira razão, evidenciada nas discussões com geradoras e distribuidoras no âmbito do Comitê de Revitalização, é que havia diferenças de percepção sobre a exposição financeira resultante destes problemas³⁷. O Acordo Geral do Setor, descrito no capítulo 19, afastou em princípio a possibilidade de repetição deste problema, pois

³⁷ As geradoras consideravam que seria aplicado o chamado “Acordo de Recompra”, que reduziria substancialmente sua exposição; já as distribuidoras entendiam que estava vigente o chamado “Anexo V”, que levaria a uma compensação bem maior. Além disto, as geradoras entendiam que a cláusula de “equilíbrio econômico financeiro” dos Contratos Iniciais lhes garantia proteção contra exposições financeiras resultantes do racionamento.

foram repactuados os mecanismos de proteções e responsabilidades de cada agente com relação aos Contratos Iniciais.

A segunda razão, talvez de maior importância para a expansão do sistema, reside na alegação dos geradores hidrelétricos de que não podiam ser responsabilizados pelos problemas de suprimento. A justificativa é que os mesmos teriam gerado acima de sua energia assegurada no passado para compensar problemas operativos tais como atrasos na entrada de geradores e interconexões e não acionamento de geração térmica. Como consequência, teria havido um deplecionamento “excessivo” dos reservatórios, o que teria precipitado o racionamento e a exposição financeira resultante.

A argumentação dos geradores gerou controvérsias técnicas, pois afeta diretamente os princípios de operação econômica de sistemas hidrotérmicos adotados no Brasil e demais países do mundo. Como discutido no capítulo 5 e documento de apoio A, as usinas hidrelétricas que produzem hoje a mais do que seus contratos para evitar, por exemplo, o acionamento de uma térmica cara, deveriam receber do MAE um preço que as compense por não mais poder usar esta geração adicional no futuro. Em outras palavras, o problema não está no fato das hidrelétricas terem gerado mais que a energia assegurada num determinado momento, pois isto faz parte de um despacho hidrotérmico eficiente. O problema é se o *preço* pago a estas hidrelétricas pela geração adicional de fato compensa sua exposição futura.

À primeira vista, a resposta é positiva. No exemplo ilustrado pela Figura 4.3, o custo de oportunidade calculado pelos modelos computacionais do ONS é baseado justamente na média dos lucros e prejuízos futuros. Como visto na Figura 4.3, o custo de oportunidade para a hidrelétrica é igual a 1/8 do custo de racionamento, pois 7 dos 8 cenários hidrológicos equiprováveis levam a vertimento (custo futuro zero), e o último, a racionamento. Portanto, se a hidrelétrica do exemplo gerar 1 MWh adicional hoje, recebendo o custo de oportunidade, terá “lucro” nos 7 cenários que levam a vertimento, pois a energia que vendida hoje seria vertida no futuro. Entretanto, se ocorrer o cenário que leva a racionamento, terá “prejuízo”, pois o preço de venda terá sido inferior ao valor da energia neste cenário. É fácil ver que a média de lucros e prejuízos se compensam.

No entanto, o cálculo do custo de oportunidade pela *média* dos custos futuros pressupõe que o gerador é *indiferente ao risco*, isto é, que um cenário de baixa probabilidade que resulta em grandes prejuízos, como é o caso do racionamento, pode ser compensado por cenários mais prováveis onde há um lucro modesto, resultante da venda da energia extra. Como a maioria dos geradores tem *aversão a risco*, e portanto valoriza mais os cenários onde perde do que aqueles onde ganha, conclui-se que o pagamento com base no valor esperado do custo de oportunidade *não* compensa a *percepção* que o gerador hidrelétrico tem do *valor* de sua energia.

Chega-se então ao ponto fundamental: para que exista um mercado, é necessário que os geradores assumam responsabilidades *individuais* por seus contratos, e gerenciem *individualmente* seus riscos, ônus e bônus. Entretanto, o atendimento a qualquer demanda *não contratada* e, portanto, sem respaldo físico, leva a uma geração hidrelétrica acima da assegurada a qual, como visto, aumenta o risco de exposição financeira desta hidrelétrica. O preço pago por esta geração adicional é calculado por

um modelo computacional e não reflete necessariamente o valor da mesma, já que este varia conforme a *percepção* de cada agente sobre o futuro³⁸.

Em outras palavras, as hidrelétricas não podem gerenciar seus riscos individuais, pois não têm controle nem da quantidade nem do preço de venda de sua energia no curto prazo. Como consequência, no caso de eventos desfavoráveis, torna-se mais difícil atribuir responsabilidades e penalidades às mesmas. O problema se torna mais complexo devido a mecanismos de repartição de riscos como o MRE, que fazem com que todas as geradoras hidrelétricas fiquem expostas simultaneamente em caso de problemas, o que dificulta soluções de mercado. Em outras palavras, o MRE reduz a ocorrência de problemas individuais, mas não afeta o risco de crises “sistêmicas”.

A solução mais direta para este problema seria, naturalmente, permitir que os geradores hidrelétricos gerenciem o preço e quantidade, por exemplo através de um mecanismo de oferta de preços como proposto no capítulo 4. Se este mecanismo não se mostrar viável, passa a ser necessário limitar de maneira *exógena* o risco dos agentes hidrelétricos. Em outras palavras, para que um agente hidrelétrico tenha condições de assinar contratos bilaterais de longo prazo, sem ter o poder de controlar sua produção e seu estoque de energia, é desejável que ele tenha garantias de que a confiabilidade global de suprimento no futuro não será deteriorada.

Caso esta garantia global de suprimento não seja efetivada, persiste o risco de uma repetição da atual crise de suprimento. Imagine-se, por exemplo, que em 2003 os geradores hidrelétricos, depois de recuperado o nível dos reservatórios, assinem contratos de suprimento de longo prazo, respaldados em sua energia assegurada. Neste caso, se alguns anos depois ocorrer um atraso substancial na entrada de nova geração que deveria respaldar o aumento da demanda nestes anos, a geração hidrelétrica dos geradores “antigos” teria de ser aumentada para atender à nova demanda sem respaldo. Como já visto, isto aumentaria o risco de exposições financeiras destes geradores e, em casos mais extremos, levaria a uma crise sistêmica de suprimento.

6.5 Propostas

A discussão precedente mostra que as características do sistema brasileiro, em particular a volatilidade dos preços de curto prazo, e as dificuldades para que geradores hidrelétricos gerenciem seus riscos individuais, criam obstáculos importantes para a expansão competitiva da oferta que assegure de maneira consistente a confiabilidade de suprimento.

É necessário desenvolver mecanismos complementares tais como o incentivo à contratação, criação de reserva de capacidade e monitoramento constante das perspectivas de suprimento por parte de agentes de planejamento³⁹:

³⁸ O fato de cada agente ter diferentes percepções sobre o futuro sugere que aperfeiçoamentos no cálculo do custo de oportunidade, tais como a curva de aversão a risco proposta no capítulo 3, podem aliviar o problema, mas não podem resolvê-lo. A razão é que esta curva refletiria a aversão “média” dos agentes, sem capturar sua diversidade.

³⁹ O problema de garantir a expansão adequada da oferta também existe a nível internacional, pois dificilmente um país deixa de adotar regras adicionais como encargos de capacidade ou obrigação de contratar reservas que, na prática, constituem incentivos específicos à expansão.

- definição metodológica de revisão dos valores das energia asseguradas das usinas hidrelétricas, que constituem os lastros físicos para as transações de compra e venda de energia elétrica. Os valores destas energias asseguradas serão revistos, conforme determinação legal, em 2003;
- estabelecimento de mecanismos de monitoração de cumprimento dos respaldos físicos contratuais pelos geradores, com fixação de penalidades e punições mais rígidas, adicionalmente aos procedimentos normais de fiscalização da ANEEL;
- estabelecimento de estímulos à expansão da capacidade de geração via exigências de contratação bilateral, ou outros que viabilizem iniciativas da demanda na busca de novas gerações;
- estímulo à contratação de reservas de geração que permitam amenizar o efeito de imprevistos nas condições de suprimento;
- monitoramento constante por parte do governo e ONS das perspectivas de suprimento e implementação de ações complementares de aumento de oferta caso necessário;
- estímulo à conservação e ao uso racional da energia elétrica.

Cada uma destas propostas será detalhada a seguir.

6.5.1 Respaldos Físicos

- MME e ANEEL, com a participação da ANA, deverão definir metodologia de cálculo e regras para as revisões das energias asseguradas, especialmente no que tange ao tratamento a ser dado a eventos externos ao Setor, por exemplo novas restrições quanto ao uso da água⁴⁰.
- Definir a metodologia de cálculo em 2002, mantendo a data prevista da primeira revisão ordinária dos certificados de energia assegurada dos geradores hidrelétricos em 2003.
- O respaldo associado às usinas térmicas deve ser limitado à capacidade máxima de geração disponível, regulamentando claramente os procedimentos de cálculo e a emissão, pela ANEEL, dos valores associados a cada central geradora, neste caso. O documento de apoio D contém maiores detalhes a respeito.

6.5.2 Mecanismos de Monitoração

- A ANEEL deverá aperfeiçoar instrumentos de monitoramento e fiscalização do cumprimento dos limites de respaldo e sua efetividade (por exemplo, usinas de respaldo a contratos com índices de falha superiores ao previsto).
- Quando o desempenho das usinas que respaldam contratos for sistematicamente diferente do previsto, a ANEEL deverá estabelecer um procedimento de ajuste destes respaldos e, no caso de redução, de notificação das partes contratadas.

⁴⁰ A questão está sendo tratada pelo Grupo de Trabalho criado pela Resolução GCE Nº 75, de 20 de novembro de 2001.

6.5.3 Estímulo à Contratação Bilateral

Como visto na seção 6.4, enquanto os geradores hidrelétricos não puderem gerenciar individualmente seus riscos, torna-se necessário garantir de maneira exógena a confiabilidade global de suprimento.

Também como visto anteriormente, esta confiabilidade requer um respaldo físico que cubra 100% da demanda. Dado que a volatilidade dos preços desencoraja a entrada de usinas “merchant” não contratadas, conclui-se que o respaldo desejado somente será atingido se 100% da demanda estiver contratada.

6.5.3.1 Regras Vigentes para Contratação

As regras hoje vigentes no Brasil prevêm dois tipos de requisitos contratuais mínimos para os agentes de consumo. O primeiro é um dispositivo do Acordo do Mercado. Ele diz que “um percentual mínimo, estabelecido pela ANEEL, do montante de energia *comercializado pelos Agentes do Mercado com consumidores não participantes do MAE* deverá estar coberto por [energia própria ou contratos de longo prazo respaldados por capacidade efetiva de geração]”.

Como este dispositivo não se aplica a consumidores livres que participem diretamente do MAE, ele não protege o sistema interligado como um todo se os mesmos compram sua energia no mercado de curto prazo sem respaldo de geração. Além disso, a aferição do cumprimento da exigência é feita com base no consumo médio anual, sem verificação quanto à capacidade de atendimento nos horários de ponta. Finalmente, o percentual estabelecido pela ANEEL⁴¹ é de 85%, o que significa, em termos de garantia de expansão, que 15% da energia comercializada com agentes não-participantes do MAE poderia não estar contratada, o que pode ser insuficiente como garantia de expansão do sistema⁴².

O segundo requisito foi objeto de uma audiência pública da ANEEL⁴³. A minuta de resolução, que consta da audiência, se refere à contratação mínima por parte das empresas concessionárias⁴⁴ de distribuição de energia com o objetivo de garantia de suprimento em nível sistêmico. Entretanto, a resolução correspondente ainda não foi publicada.

Além disto, as exigências de contratação podem não garantir plenamente a contratação da demanda⁴⁵: (i) ela somente atinge empresas concessionárias de distribuição; (ii) o limite proposto é de 85%; (iii) não se menciona o atendimento nos horários de ponta; (iv) o requisito refere-se a projeções de mercado realizadas pelas próprias concessionárias, e não a mercado realizado.

⁴¹ Resolução Nº 249, de 11 de agosto de 1998.

⁴² O objetivo principal deste dispositivo é proteger o MAE contra a inadimplência de comercializadores que compram energia sem obrigações contratuais. Neste caso, o percentual de 85% é adequado no caso de uma crise de inadimplência.

⁴³ Nº 009/99.

⁴⁴ Também inclui permissionárias.

⁴⁵ As medidas propostas pelo ANEEL são adequadas para assegurar que as empresas concessionárias não tenham políticas temerárias de contratação que possam provocar, no futuro, alegações de desequilíbrio econômico-financeiro.

6.5.4 Proposta

- Todos os agentes de consumo do MAE (concessionárias, comercializadores e consumidores livres, entre outros) deverão apresentar contratos respaldados por capacidade sustentável de produção de energia correspondente a no mínimo 95% do consumo que lhes corresponda.
- A aferição deste requisito será objeto de detalhamento futuro. Uma hipótese, por exemplo, seria a aferição em cada período de apuração do MAE.
- As penalidades pelo não cumprimento do requisito também será objeto de detalhamento futuro. Uma opção seria usar uma penalidade progressiva em função da profundidade da violação. Os montantes resultantes das penalidades serão utilizados para reduzir os Encargos de Serviços do Sistema, beneficiando os consumidores;
- Se o mecanismo de oferta de preços⁴⁶ vier a ser adotado, será analisada a possibilidade de redução dos requisitos de contratação mínima.

6.5.5 Estímulo à Contratação de Reserva de Geração

Propõe-se desenvolver e implementar um procedimento transparente e competitivo para contratação de capacidade de geração térmica de reserva, que representaria um seguro contra racionamento para os consumidores. Esta reserva teria os seguintes objetivos:

- Servir de “seguro” contra eventos inesperados, evitando que o sistema como um todo seja submetido a risco de desabastecimento devido na ocorrência de aumentos de demanda acima do projetado, atrasos na construção de empreendimentos de geração já contratados, atrasos em reforços de transmissão, etc;
- Prover uma reserva para o atendimento à demanda no horário de ponta, resolvendo desta maneira parte das dificuldades apresentadas no próximo capítulo (expansão da capacidade de ponta);
- Aumentar a participação térmica no sistema, reduzindo sua dependência em relação ao regime de chuvas e reduzindo também a volatilidade dos preços;

Por definição, as usinas de reserva não podem assinar qualquer contrato bilateral de suprimento de energia. Propõe-se que as mesmas recebam um pagamento por capacidade (R\$/kW) que viabilize financeiramente sua instalação e permanência no sistema⁴⁷.

⁴⁶ Ver seção 4.4.1.4.

⁴⁷ Supondo que o preço do encargo por capacidade é igual ao da parcela fixa das térmicas emergenciais – cerca de 100 R\$/MWh – e que a reserva de geração corresponde a 5% da demanda média, este seguro representaria um aumento de 5 R\$/MWh na tarifa final do consumidor. Considera-se que o preço do encargo na prática será mais reduzido, por duas razões: (i) no caso das térmicas emergenciais, a duração do contrato – três anos - é relativamente reduzida, o que aumenta os custos; os contratos por capacidade podem ter maior duração; (ii) os proprietários das térmicas emergenciais não têm a possibilidade de ganhos devido à venda de sua energia no MAE, o que cria um incentivo para que reduza a parcela do encargo por capacidade.

A forma de contratação dos encargos de capacidade destas usinas está sendo analisada: as opções incluem a negociação bilateral com distribuidoras e consumidores livres ou leilões regulados pela ANEEL.

No caso das usinas de reserva serem acionadas, propõe-se que a renda obtida no MAE seja atribuída aos proprietários das mesmas, isto é, estas usinas funcionariam como “merchant”. O objetivo é incentivar uma redução dos pagamentos por capacidade nas negociações bilaterais ou licitações mencionadas acima.

O montante em MW a ser contratado, bem como as demais definições necessárias para a implementação da proposta, deverá ser detalhado em estudo conduzido pelo MME, a ser completado num prazo de 60 dias.

6.5.6 Estímulo à Conservação e Uso Racional da Energia

A extraordinária redução de consumo conseguida pelos segmentos industrial, comercial e residencial durante a crise de suprimento evidenciou o benefício econômico de medidas permanentes para o uso racional da energia. Além disto, os selos de consumo do PROCEL passaram a ser o foco das vendas de eletrodomésticos, tornando-se conhecidos em todo o país. Com isso, deram uma grande contribuição ao consumidor, mostrando as diferenças de eficiência entre diferentes modelos e os benefícios resultantes de uma escolha consciente.

É fundamental que os avanços conseguidos durante a crise se consubstanciem num esforço permanente de promoção de medidas de conservação e uso racional da energia. Na reunião plena da GCE, em 8 de janeiro de 2002, o governo anunciou as seguintes medidas nesta direção:

- Aprovação da Lei n.º 10.295, sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia
- Programa de apoio às micro, pequenas e médias empresas
- Decreto de regulamentação: criação do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE)

O Quadro a seguir, apresentado na mesma reunião, mostra os recursos previstos para iniciativas nesta área:

	Energia GWh/ano	Recursos (R\$ milhões)	
		Aporte Direto	Investimento
Modelo de Financiamento		22	
Comunicação		39	
Total		61	
Projetos específicos			
Aquecedores Solares	590	10	475
Modernização Tecnológica	200	-	110
Otimização Sistemas Motrizes	2.450	14	1.390
Prédios Públicos	1.000	35	360
TOTAL	4.060	59	2.350

Recomenda-se ainda reativar o PROCEL, dotando-o dos recursos necessários para promover as medidas de racionalização e conservação.

6.5.7 Supervisão das Condições de Atendimento

Propõe-se a reestruturação do Ministério de Minas e Energia, com capacitação de sua equipe técnica, para realizar o planejamento indicativo da expansão da geração de energia (discutida neste capítulo) e capacidade de ponta (discutida no capítulo 7), bem como o planejamento determinativo da transmissão, discutido no capítulo 8. Além disto, o MME deverá responsabilizar-se pela realização e/ou gerência dos estudos de inventário, de viabilidade de projetos hidroelétricos e dos estudos de viabilidade de empreendimentos de transmissão.

O MME terá a responsabilidade de informar o CNPE e ANEEL, além da sociedade em geral, sobre as perspectivas de suprimento, através de documentos publicados com frequência anual. A informação a respeito das perspectivas de suprimento no horizonte de cinco anos deve ser realizada em conjunto com o ONS, como indicado no capítulo 5.

6.6 Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Elétricos

A expansão da oferta de energia elétrica – para atender, em quantidade e qualidade, o crescimento do consumo – depende de ações em diversas frentes, envolvendo agentes privados, que passam a ter um papel fundamental na realização dos investimentos, dentro de um ambiente competitivo de compra e venda de energia, e agentes institucionais responsáveis pela definição de políticas de desenvolvimento do setor, pelas atividades relacionadas com o planejamento da expansão, pelas atividades de regulação e concessão, e pelas atividades de licenciamento ambiental dos empreendimentos.

Em especial, a pratica atual dos licenciamentos ambientais, realizada pelos órgãos estaduais e federais competentes, tem inserido prazos e requisitos adicionais que inviabilizam metas de implementação de empreendimentos. Neste caso, torna-se necessário estabelecer diretrizes e mecanismos, com atribuição de responsabilidades claras pela condução dos processos, para agilização e consecução das análises realizadas pelos órgãos competentes pelos licenciamentos ambientais, associados aos empreendimentos de energia elétrica.

6.6.1 Proposta

- Como indicado na seção 6.5.7, o MME deverá manter um catálogo atualizado de projetos hidroelétricos e termoeletricos com estudos de dimensionamento, localização e licenciamento ambiental concluídos, permitindo sua execução em prazo relativamente curto por parte de investidores interessados;
- O MMA colaborará com o MME, ajudando na articulação com os órgãos e entidades responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela regulação do uso de recursos hídricos, no sentido de viabilizar um conjunto de projetos que possam vir a integrar o catálogo, com um total de energia assegurada de pelo menos 150% do incremento da demanda para os próximos cinco anos.

- Os órgãos competentes, nos processos de autorização ou de licença dos empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica do País, atenderão ao princípio da celeridade. Os empreendimentos referidos compreendem, dentre outros:
 1. linhas de transmissão de energia;
 2. gasodutos e oleodutos;
 3. usinas termoelétricas;
 4. usinas hidroelétricas;
 5. geração de energia elétrica por fontes alternativas; e
 6. importação de energia.

Observado o disposto nos artigos. 3º, inciso II, e 225 da Constituição, o licenciamento ambiental dos citados empreendimentos deverá ser decidido pelos órgãos competentes, com todas as suas formalidades, incluída a análise do relatório de impacto ambiental, quando for o caso, no prazo de até:

- três meses (item 1);
 - quatro meses (itens 2, 3 e 5); e
 - seis meses (item 4).
- O Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA estabelecerá procedimentos específicos simplificados de licenciamento, com prazo máximo de sessenta dias de tramitação, para os empreendimentos, referidos acima, de impacto ambiental de pequeno porte.
 - Os estudos e pareceres necessários à autorização ou licenciamento referido no caput poderão ser realizados por pessoas físicas ou jurídicas, de notória especialidade, contratadas para este fim, pelos órgãos competentes.

7 EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PONTA

7.1 Introdução

No capítulo anterior, foi discutido o problema de expansão da capacidade de suprimento da energia ao sistema, isto é, do atendimento ao consumo médio ao longo do dia. Neste capítulo, será discutido o atendimento à demanda nas horas de consumo máximo, a chamada “ponta”. Até hoje, as necessidades de ponta eram atendidas “automaticamente” pela expansão do parque hidroelétrico, pois a capacidade instalada neste tipo de usina permite atender à modulação do consumo. Além disto, a tarifa industrial nas horas de ponta era expressivamente alta, levando a um “achatamento” do perfil do consumo que facilitava o suprimento nestes horários.

Entretanto, este quadro de relativa facilidade de suprimento de ponta pode mudar substancialmente nos próximos anos. De um lado, entrarão no sistema usinas térmicas com altos fatores de geração obrigatória (devido a contratos “take-or-pay”), o que reduz a capacidade de modulação. De outro, o processo de racionalização das tarifas pode levar a um aumento da demanda reprimida na hora de ponta.

Estes problemas potenciais foram confirmados através de uma avaliação simplificada da capacidade de suprimento de ponta, realizada no âmbito da Comissão (ver documento de apoio H para detalhes). A Figura 7.1 mostra a evolução prevista dos seguintes valores: (a) demanda de ponta do sistema; (b) reserva ideal, correspondente a 25% da demanda; (c) capacidade de ponta nominal do sistema, isto é, sem considerar o efeito do deplecionamento dos reservatórios; (d) capacidade de ponta do sistema totalmente deplecionado;

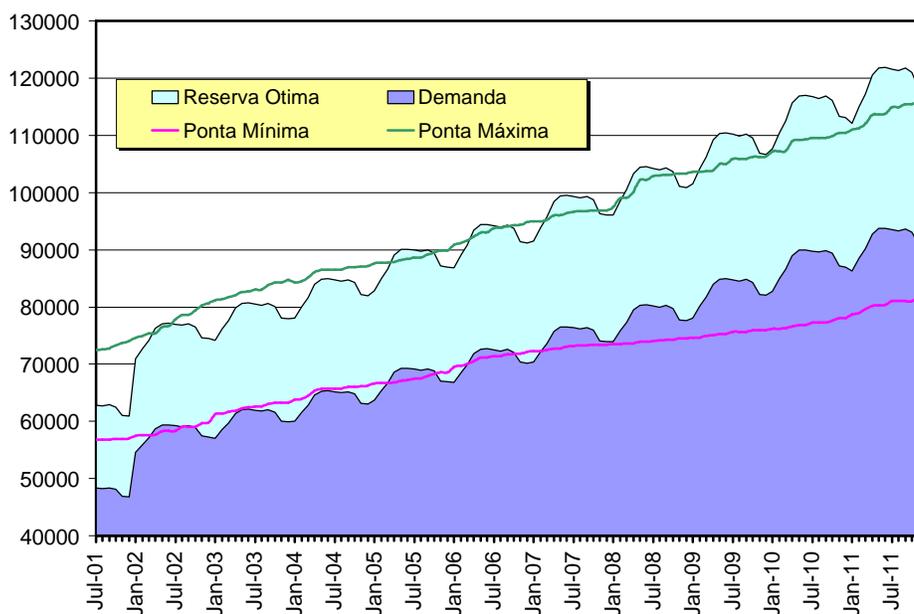


Figura 7.1 – Brasil – Demanda de Ponta, Reserva, Ponta Nominal e “Deplecionada”

Observa-se na Figura que, a partir de 2005, a capacidade de ponta nominal passa a ser inferior à demanda + reserva. O mesmo ocorre com a capacidade “deplecionada” em

comparação com a demanda real (sem reserva). Este problema se agrava com o correr dos anos.

Como observado anteriormente, não há nenhum incentivo comercial para se manter uma margem de reserva adequada no sistema e nos correspondentes subsistemas que o integram, que em decorrência das restrições de transmissão exigem “balanços” específicos. Se estas reservas não forem adequadas, o sistema ficará vulnerável, sujeito a ocorrência de instabilidades e a cortes de carga nos períodos de demanda máxima a partir de 2005.

7.2 Propostas

- Realizar o monitoramento horário da cobertura de contratos por respaldo físico, como proposto no capítulo anterior para o caso de energia;
- Executar a revisão prevista na forma de cálculo do Encargo por Capacidade⁴⁸ solicitada pela ANEEL ao MAE na Resolução No. 290/2000.
- Investigar a conveniência de manter os procedimentos da Resolução ANEEL nº 560 de 21.12.2000, que trata da contratação de potência adicional.

⁴⁸ Ver documento de apoio I.

8 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

8.1 Planejamento antes da Reforma do Setor

Antes da reforma do setor, o agente de planejamento, GCPS⁴⁹, decidia conjuntamente o cronograma de investimentos e entrada em operação tanto de usinas geradoras como de reforços de transmissão. O objetivo era minimizar a soma dos custos de investimento em geração e transmissão, mais os custos de operação e redespacho. A Figura 8.1 ilustra este processo centralizado de expansão:

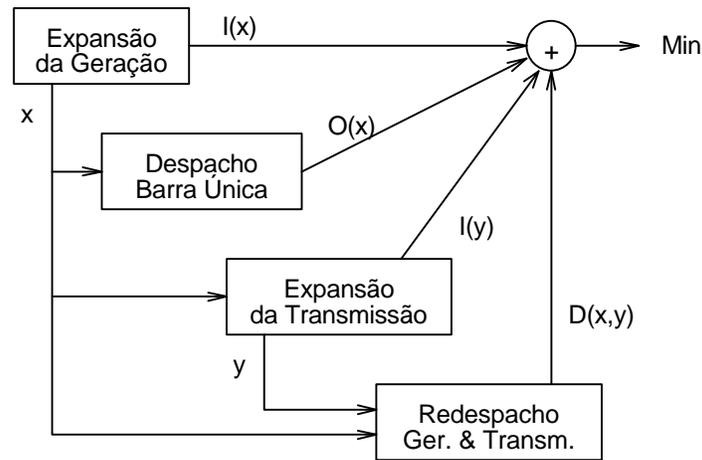


Figura 8.1 - Expansão Centralizada da Geração e Transmissão

Este problema de expansão geração-transmissão era bastante complexo, devido a dois fatores: (a) o grande número de combinações possíveis de decisões de investimento; e (b) necessidade de representar a incerteza nas afluências⁵⁰.

8.2 Expansão em Ambiente Competitivo

Como o segmento de transmissão continua regulado após a reforma do setor, seria plausível imaginar que os procedimentos utilizados no planejamento da expansão não seriam afetados. Entretanto, este problema passa a se torna ainda mais complexo num ambiente competitivo, pois as decisões de investimento em geração são feitas pelos agentes privados, sem o conhecimento ou controle do planejador da transmissão. O processo competitivo pode ser visualizado através da Figura 8.2.

⁴⁹ Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema, coordenado pela Eletrobrás com a participação das empresas.

⁵⁰ Ver documento de apoio J.

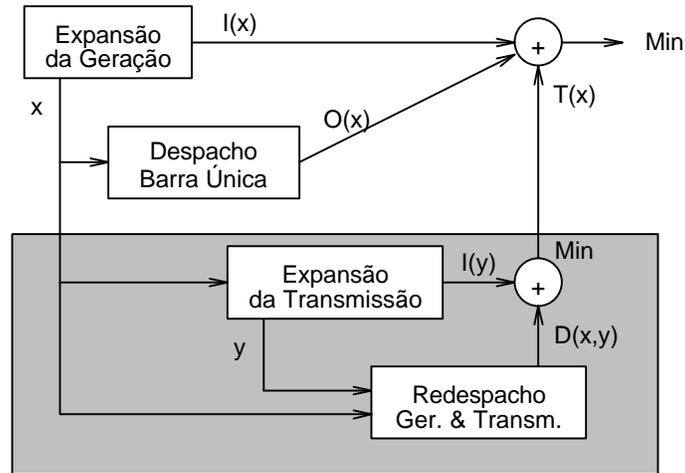


Figura 8.2 - Expansão Competitiva da Geração com Tarifas de Transmissão

A área sombreada da Figura representa a área de responsabilidade do planejador da transmissão. Por um lado, este planejador deve adequar o sistema de transmissão às decisões de investimento dos agentes livres. Por outro, deve *induzir* os mesmos agentes livres a tomar decisões de investimento que levem ao aproveitamento global mais eficiente dos recursos do sistema. Isto é feito através das *tarifas de transmissão*, representadas por $T(x)$ na Figura.

Conclui-se portanto que o planejamento da transmissão num ambiente competitivo é um processo iterativo. Nele, o planejador primeiramente supõe um conjunto de tarifas de transmissão. A partir deste conjunto de tarifas de transmissão, ele deve simular o processo de tomada de decisão dos agentes livres, de forma a produzir cenários de expansão da geração. Uma vez conhecidos os cenários de expansão da geração, ele pode determinar os reforços de transmissão que maximizam a eficiência do sistema geração/transmissão para este cenário. A partir deste conjunto de reforços, é possível estabelecer um novo conjunto de tarifas de transmissão que distribua os custos de investimento de transmissão entre os agentes livres. Se o novo conjunto de tarifas de transmissão for igual, dentro de um nível de precisão especificado, àquele que deu origem aos cenários de expansão da geração, o processo atingiu o equilíbrio. Caso contrário, deve-se utilizar este novo conjunto de tarifas de transmissão para obter um novo cenário de expansão da geração, e repetir o processo deste ponto em diante.

O processo acima explicita as grandes dificuldades de informação, analíticas e computacionais para se realizar um planejamento eficiente da transmissão e, em particular, das interconexões entre regiões, num ambiente competitivo. Dada a grande importância deste segmento, torna-se necessário investir na formação de equipes especializadas e ferramentas computacionais que permitam uma expansão eficiente e transparente do sistema de transmissão.

8.3 Dificuldades Encontradas

Com a extinção do GCPS, a responsabilidade pelo planejamento da expansão da transmissão foi transferida para o MME, que criou o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE. Entretanto, como comentado anteriormente, o

Ministério ainda não está completamente aparelhado em termos de recursos humanos e materiais para exercer da melhor maneira estas funções.

8.4 Propostas

- Reestruturar o Ministério de Minas e Energia, com capacitação de equipe técnica, para realizar o planejamento da transmissão, como proposto no ítem 6.5.4;
- Adequar metodologia de planejamento determinativo da transmissão, incluindo as interconexões regionais e internacionais, ao ambiente de competição estabelecido nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica;
- No processo de reestruturação do MME, serão estabelecidas as interfaces com ANEEL e ONS⁵¹.

⁵¹ Com relação ao ONS, deverão ser considerados os seguintes aspectos: papel do ONS no atual contexto do setor elétrico brasileiro quanto à definição de ampliações e reforços para a Rede Básica, à responsabilidade pelo acesso à Rede, e co-responsabilidade do Operador em relação ao sistema; contexto de oferta (geração e importação) e demanda (mercado e exportação) sinalizados pelos agentes; instrumentos contratuais estabelecidos referentes à prestação de serviços de transmissão, ao uso e à conexão ao sistema de transmissão; autorização para importação e exportação de energia; informações encaminhadas pelo planejamento da operação elétrica e energética; informações do MAE (preços entre submercados); e indicadores de continuidade nas barras de fronteira com os agentes e conformidade nos barramentos da Rede Básica, conforme padrões de desempenho previamente estabelecidos.

9 REGULAMENTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA DE SERVIÇO PÚBLICO

Este capítulo apresenta os detalhes da implementação desta decisão da GCE, divulgado no dia 31 de janeiro de 2002.

9.1 Objetivo

Como é do conhecimento geral, a privatização da geração não ocorreu com o ritmo antecipado no momento da elaboração do modelo comercial vigente. Como consequência, torna-se necessário adaptar o modelo para o convívio, por algum tempo, de geradores de energia privados e estatais.

Há duas razões principais para regulamentar a comercialização da geração sob controle estatal:

- assegurar uma competição equilibrada entre empresas privadas e estatais. Por exemplo, como as empresas estatais detêm grande fatia do mercado de geração, novos investimentos por parte da iniciativa privada poderiam ser inibidos pelo temor de que as empresas públicas utilizem seu poder de mercado para deslocar seus competidores;
- assegurar a transparência na recontração desta energia.

9.2 Abrangência

A medida abrange a geração de serviço público, *existente e futura*, sob controle federal e estadual. As exceções são Itaipu e Eletronuclear, que serão objeto de tratamento específico.

A medida não abrange a geração própria de distribuidoras estatais que não estão representadas no MAE como geradoras⁵², a qual será objeto de regulamentação específica por parte da ANEEL. Também não abrange a geração de serviço público pertencente a empresas privadas.

Portanto, estão incluídas:

Sob Controle Federal	Sob Controle Estadual
CHESF	CEEE
ELETRONORTE	CEMIG
FURNAS	CESP
CGTEE	COPEL
	EMAE

A Figura 9.1 mostra a proporção aproximada entre a energia assegurada total do sistema e a energia federal e estadual cuja comercialização será efetuada por leilões.

⁵² Estas empresas têm geração própria de pequeno porte comparado à sua carga própria, a qual é utilizada exclusivamente para atendimento a seus consumidores cativos.

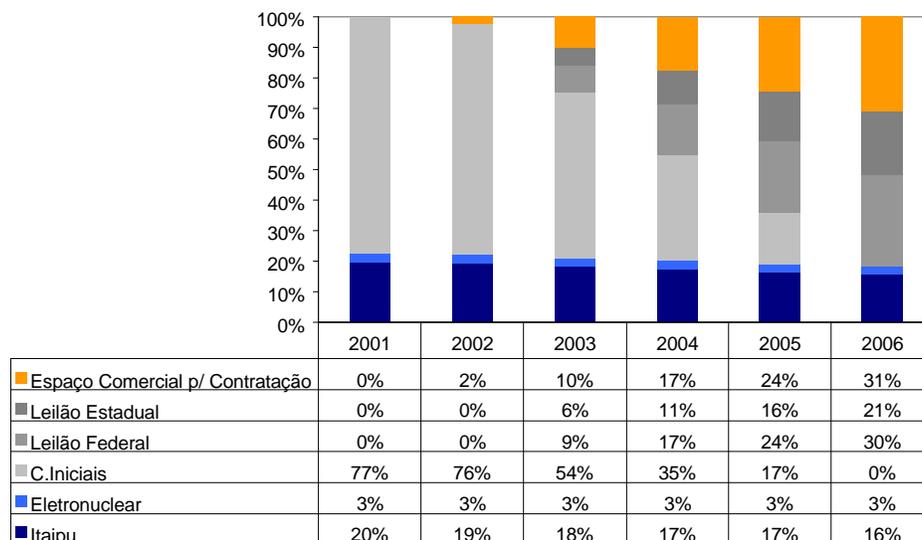


Figura 9.1 – Estimativa da Proporção entre Energia de Livre Contratação, Energia Federal e Estadual Comercializada por Leilões e Demais Fontes

9.3 Procedimento

1. As empresas geradoras de propriedade federal e estadual promoverão leilões públicos regulados pela ANEEL de contratos de suprimento de energia, correspondentes à energia que será progressivamente liberada com a redução dos Contratos Iniciais e à energia não contratada que já tenha entrado ou que entrará no sistema, como por exemplo Tucuruí II.
2. No caso da energia liberada dos Contratos Iniciais, prevê-se um preço mínimo para os leilões que corresponderá à tarifa destes contratos. No caso da energia não contratada que entrará no sistema, este preço mínimo será estabelecido em função de parâmetros associados a cada caso.
3. Os participantes deste leilão serão as distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres. O montante e duração dos contratos serão definidos pelas empresas geradoras, embora a duração possa ficar condicionada a prazos mínimos e máximos estabelecidos em regulamentação. Prevê-se uma duração variando de três a dez anos, ajustada de maneira a evitar que grandes montantes de energia tenham seus contratos encerrados simultaneamente.

9.4 Regulamentação Adicional para as Empresas Federais

Para compatibilizar a regulamentação da comercialização através de leilões com a necessidade de atenuar o impacto da liberação dos contratos iniciais nas tarifas de fornecimento, serão adotados os seguintes procedimentos no caso das empresas federais⁵³:

- O valor dos dividendos a serem pagos aos acionistas destas empresas será aumentado com uma parte da diferença entre o valor apurado no leilão e a atual

⁵³ Como já mencionado, a comercialização da energia da Eletronuclear e Itaipu será objeto de tratamento específico.

tarifa dos Contratos Iniciais. O montante deste aumento poderá ter um mínimo definido legalmente. Além disto, a definição do montante levará em conta a necessidade de manter as empresas em condições de realizar investimentos, inclusive em associação com o setor privado;

- A proporção destes dividendos que couber ao acionista governo federal será usada para constituir um Fundo (Fundo de Dividendos das Empresas Federais⁵⁴), cujos recursos serão em sua maior parte destinados a beneficiar diretamente o consumidor, por exemplo por meio do pagamento de encargos relativos à energia emergencial, ao subsídio ao gás natural, ao incentivo a fontes alternativas de energia e outros.

9.5 Vantagens

As principais vantagens da opção pelo mecanismo de leilão são:

- Aderência à provisão legal e constitucional da liberação da energia a partir de 2003;
- A regulamentação inibe eventuais práticas de concorrência desleal e abuso do poder de mercado;
- É a opção menos invasiva, pois se está regulando somente a forma de comercialização de energia, não o preço ou quantidade da mesma;
- Transparência na alocação da energia entre os agentes;
- Preservação absoluta dos direitos dos acionistas minoritários;
- O processo de leilão de contratos permitirá uma sinalização do preço marginal de longo prazo da energia por parte do mercado, a qual servirá para aferir os cálculos endógenos do Valor Normativo, entre outros benefícios;
- A disponibilidade de contratos de energia nos leilões incentiva o processo de liberação dos consumidores, que é fundamental para o fortalecimento do mercado;
- Atenuação do impacto tarifário, beneficiando os consumidores.

9.6 Procedimento para Implementação

Até o final de março de 2002, serão executadas as seguintes ações:

- Será enviado ao Congresso Nacional instrumento legal necessário para implementação da proposta;
- A ANEEL colocará em Consulta Pública a regulamentação do leilão.

⁵⁴ O impacto deste fundo nas tarifas de energia está apresentado no Capítulo 11 deste relatório.

10 VALOR NORMATIVO

10.1 Objetivo e Metodologia de Cálculo

Como visto no capítulo 6, o incentivo para a expansão da geração no Brasil provém da disposição a contratar por parte da demanda. Em um ambiente de mercado, o montante (MW médio) e valor (R\$/MWh) dos contratos são livremente negociados entre geradores e consumidores livres.

No caso de consumidores cativos, onde a distribuidora pode repassar os custos do contrato para os clientes, o agente regulador deve se assegurar de que não há abuso de poder de mercado, como, por exemplo, a distribuidora oferecer condições contratuais excessivamente vantajosas para os consumidores livres e compensar a diferença de receita aumentando os montantes de repasses para os cativos.

Em muitos países, este controle é feito através de um limite máximo (“teto”) no repasse do preço da energia para os consumidores cativos. Este limite, conhecido no Brasil como Valor Normativo – VN – é estabelecido pelo regulador e deveria corresponder a um preço da energia ao qual um cliente cativo poderia ter acesso com facilidade.

Um primeiro candidato natural para VN seria o preço de curto prazo da energia. De fato, países como a Argentina adotam como teto de repasse a média do preço de curto prazo ao longo de alguns meses. Entretanto, como visto nos capítulos anteriores, o “ruído” da hidrologia distorce os sinais dos preços de curto prazo, mesmo que se calcule a média ao longo de vários meses. Uma segunda alternativa, também relacionada com o preço médio do mercado de curto prazo, seria o preço do mercado de futuros de energia. A dificuldade neste caso é que ainda não existe um mercado de futuros de energia no país. Uma terceira possibilidade seria a adotada no Chile, onde o preço de referência para os clientes cativos é dado pela média dos preços de contrato dos consumidores livres. O obstáculo para a implementação deste esquema no Brasil é que o volume de contratos dos clientes livres é muito reduzido, e não permite este tipo de avaliação.

Devido a estas dificuldades, tornou-se necessário estimar o VN como o custo marginal de longo prazo da energia - CMLP. Como discutido no capítulo 6, o CMLP, num ambiente de planejamento centralizado, é determinado pelos custos de investimento e de operação necessários para atender um aumento incremental da demanda. O VN corresponderia, portanto, ao “preço” da energia do esquema centralizado. Num ambiente de mercado, o cálculo do CMLP tem um componente quase paradoxal, pois o preço da energia é o resultado da ação dos agentes de mercado, não um parâmetro de entrada para o processo.

10.2 Dificuldades Encontradas

Deve-se ressaltar que os formuladores do novo marco regulatório estavam cientes de muitas das dificuldades de cálculo e de aplicação do VN, que foi adotado por exaustão de alternativas. São apresentados a seguir os principais problemas identificados:

- O VN varia com a fonte energética utilizada. Com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz energética, de acordo com os objetivos da parte da

política energética nacional. Observa-se, entretanto, que a utilização do VN como esse instrumento deixa ao livre arbítrio de cada distribuidora a utilização de fontes energéticas caras, com repasse dos custos para seus consumidores cativos, o que não parece justificável;

- Os valores do VN são os mesmos para todos os submercados, o que contraria a realidade de que a disponibilidade de fontes energéticas e seus respectivos custos variam de região para região;
- Não há variação do VN para períodos de ponta e fora da ponta, o que não reflete a diferença de custos de geração entre estes períodos e que poderá ser fator para o desestímulo da instalação de potência suficiente para o atendimento da demanda de energia elétrica do país;
- O VN está associado a cada contrato individual, e não ao repasse global para os consumidores cativos. Isto limita a flexibilidade da distribuidora, que não pode, por exemplo, compensar um contrato mais caro com outro mais barato. Além disto, o VN de cada contrato é ajustado por uma “cesta” de indicadores econômicos (IGPM, taxa de câmbio e preço do gás), o que cria uma confusão entre preço de energia, que devia ser uma referência única, e instrumentos de “hedge”, que a rigor são de responsabilidade do gerador;
- As regras que estabelecem o limite de repasse a partir do VN podem criar incentivos econômicos para autocontratação a preços elevados;
- Não há clareza completa quanto aos critérios de aceitação por parte da ANEEL de propostas de indexação do valor de VN correspondente a cada contrato em função da “cesta” de indicadores econômicos.

10.2.1 Propostas

1. Estabelecer um valor único para VN, tendo como referência o valor que representa o preço da fonte mais competitiva. Isto equalizaria as condições de atuação no mercado competitivo de todos os geradores, sem o privilégio de determinadas fontes, o que traduziria a percepção do consumidor que não distingue diferenças entre as diversas formas de produção.
2. No caso de uma política de governo de incentivo a determinadas tecnologias de geração, as diferenças entre os custos destas tecnologias e o VN competitivo serão transferidas a todos os consumidores, e não aos clientes da distribuidora onde a tecnologia seria instalada. Isto permite a explicitação e transparência do processo de incentivos para a sociedade. Será estudada a possibilidade de se criar um mecanismo explícito de repasse destes custos (Encargo ao Consumidor), diferenciado do Encargo de Serviços do Sistema.
3. Analisar a possibilidade de se estabelecer valores de VN diferenciados em função, por exemplo, dos sub-mercados e patamares da curva de carga, refletindo desta maneira os diferentes custos de produzir energia.
4. Investigar a possibilidade de se implementar um esquema de leilões de energia, que permitiriam substituir o VN em médio prazo. Estes leilões permitem eliminar as dificuldades com autocontratação, que serão discutidas na seção 16.2.

11 AUMENTO TARIFÁRIO E MEDIDAS DE ATENUAÇÃO

Neste capítulo é feita uma projeção simplificada do aumento tarifário (tarifa de geração e fornecimento) para os próximos anos.

São levados em consideração os diversos fatores que o acentuam:

- renovação dos Contratos Iniciais a uma tarifa igual a VN à medida que os mesmos sejam reduzidos a partir de 2003;
- contratação de energia emergencial pela CBEE até dezembro de 2005;
- contratação de geração de reserva permanente a partir de 2006;
- contratação de energia produzida por fontes alternativas a preços incentivados.
- ressarcimentos para distribuidoras e geradoras das perdas devidas ao racionamento que representam um incremento médio de aproximadamente 6% durante 3 anos (2002, 2003 e 2004).

E aqueles que o atenuam, os quais se constituem de duas medidas propostas pelo comitê:

- subsídio ao gás natural, discutido mais adiante neste capítulo;
- benefício dos recursos do Fundo de Dividendos das Empresas Federais em prol do consumidor, apresentado no capítulo 9.

Os cálculos aqui apresentados são baseados em modelos simplificados e todos as projeções de preços futuros em Reais estão representadas em valores reais, sem levar em consideração a inflação.

11.1 Aumento Tarifário

11.1.1 Hipóteses do Estudo

As Tabelas a seguir apresentam as opções de oferta consideradas e as hipóteses referentes aos custos e preços de cada fonte:

Fonte	Descrição
Contratos Iniciais	energia correspondente aos contratos iniciais existentes em 2001;
Contratos Iniciais Liberados	redução dos contratos iniciais a partir de 2003 (25% liberados anualmente);
Itaipu	somatório das quotas de Itaipu em 2001 reduzido do aumento estimado da demanda consumo da ANDE (Paraguai) nos próximos anos;
Nova Geração Competitiva	projeção de nova geração hidrelétrica e térmica baseada nos projetos em andamento e/ou aprovados suficientes para cobrir a demanda projetada (Carga);
PPT ⁵⁵	projeção de nova geração térmica baseada nos projetos em andamento e/ou aprovados;
Nova Importação Energia Alternativa Emergencial	projeção de novas importações de energia; projeção da entrada de energia provinda de fontes alternativas; De acordo com contratação aprovada pela GCE até 2005;

⁵⁵ Programa Prioritário Térmico.

(CBEE)
 Geração de conforme sugestão do Comitê de Revitalização, equivalente a 5% da Reserva de demanda a partir de 2006.

Fonte	Preço (R\$/MWh)
Contratos Iniciais	preços atuais;
Contratos Iniciais Liberados	valor atual do VN competitivo;
Itaipu	preço atual;
Nova Geração Competitiva	valor atual do VN competitivo;
PPT	valor atual do VN do PPT;
Nova Importação	valor atual do VN competitivo;
Energia Alternativa	valor atual do VN de cada fonte;
Energia Emergencial	o custo da energia emergencial é, em média, 288 R\$/MWh, sendo 100 R\$/MWh o custo fixo e 188 R\$/MWh o custo variável. A parcela fixa será repassada para o consumidor e a variável é paga no MAE e no reajuste extraordinário ⁵⁶ ;
Geração de Reserva	mesmo custo da energia emergencial.
Carga	projeção ONS PMO Novembro de 2001

Ano	Carga	Contr Ini	Lib Contr Ini	Ita	Novas Comp	PPT
2001	39,52	32,89	-	8,05	-	-
2002*	41,81	32,89	-	8,01	1,61	0,60
2003*	43,68	24,67	8,22	7,97	3,19	1,58
2004*	45,57	16,44	16,44	7,92	3,93	1,58
2005*	47,61	8,22	24,67	7,87	3,93	1,58
2006*	49,74	-	32,89	7,82	4,64	1,92
Custo		40,7	92,1	82,7	92,1	95,8

Ano	Import	PCH	Coger	Eólica	CBEE	Res Fria
2001	-	-	-	-	-	-
2002*	1,00	0,14	0,22	0,10	1,54	-
2003*	1,00	0,36	0,50	0,26	1,94	-
2004*	1,00	0,47	0,67	0,34	1,94	-
2005*	1,00	0,47	0,67	0,34	1,94	-
2006*	1,00	0,47	0,67	0,34	-	2,49
Custo	92,1	115,3	130,7	163,2	100	100

Obs:

Valores de Demanda e Energia Assegurada em GW médio.

Valores de Custo em R\$/MWh

11.1.2 Tarifa Média de Geração

A Figura 11.1 mostra as estimativas de tarifas de geração para o período de 2002 a 2006. A tarifa de 2001, correspondente a 80% de Contratos Iniciais e 20% de Itaipu, também foi incluída para referência.

⁵⁶ Resultante da compensação para distribuidoras e geradoras.

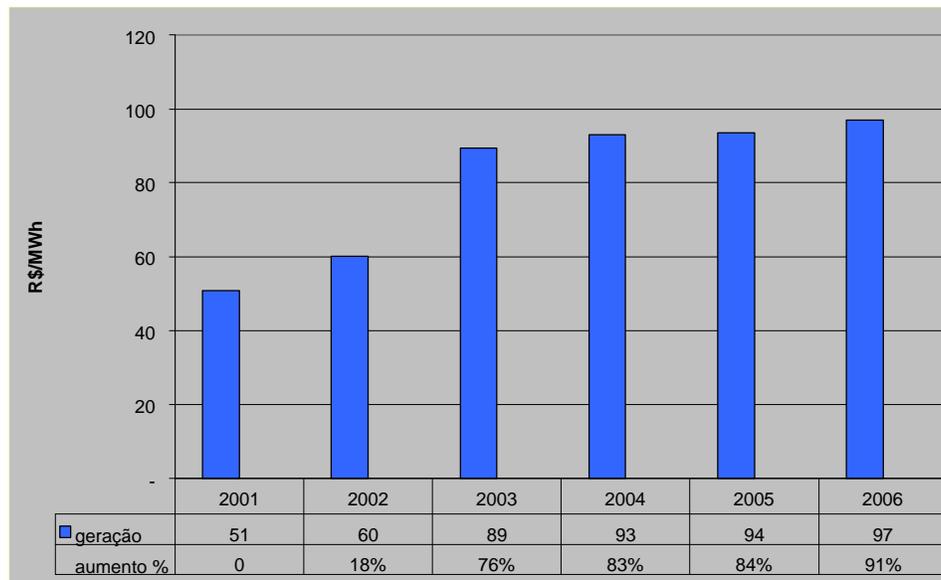


Figura 11.1 – Projeção das Tarifas Médias de Geração – 2002 a 2006

Como mostra a Figura, espera-se que o custo de geração de energia elétrica no Brasil suba 91% até o final de 2006, sem levar em consideração a inflação.

11.1.3 Tarifa Média de Fornecimento

A Figura 11.2 apresenta as estimativas de aumento na tarifa média de fornecimento, incluindo a margem da distribuidora. Observa-se um aumento de 37% nas mesmas até 2006.

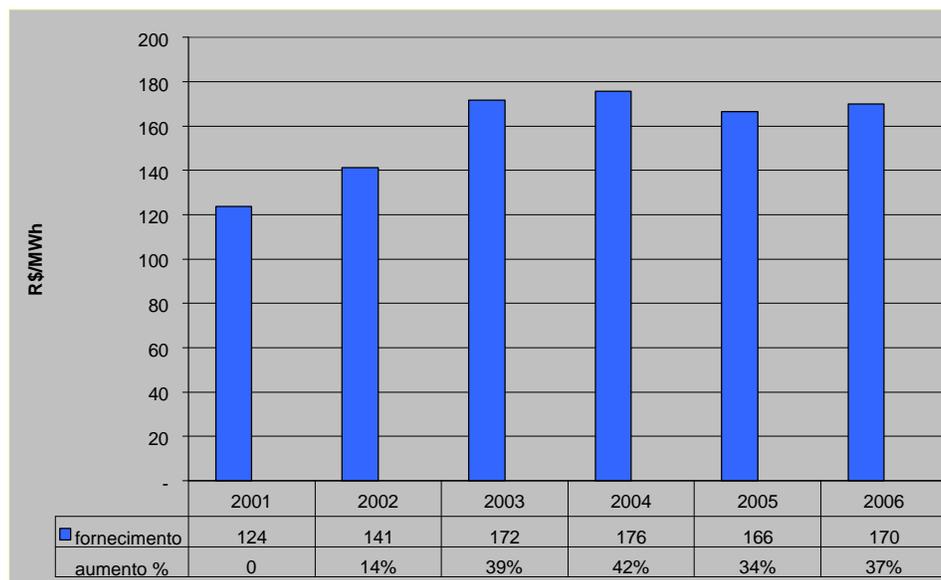


Figura 11.2 – Projeção das Tarifas Médias de Fornecimento – 2002 a 2006

11.2 Medidas que Atenuam o Choque Tarifário

Os aumentos projetados nas Figuras 11.1 e 11.2 têm obviamente conseqüências negativas para a competitividade do setor industrial, bem-estar da sociedade e para o controle da inflação.

Há também um efeito indesejável de longo prazo, associado ao fato de que 100% da demanda renovará seus contratos nos anos de 2003 a 2006 a uma tarifa de VN, que atualmente está por volta de 40 US\$/MWh⁵⁷. Entretanto, como mostra o documento de apoio L, é de se esperar que o custo de longo prazo da energia no Brasil chegue a 33 US\$/MWh. Na maioria dos países, a redução progressiva dos preços em função do aumento de eficiência é realizada de maneira relativamente suave, pois os contratos são de curta duração (um a quatro anos). No caso brasileiro, no entanto, a existência de contratos de longo prazo (quinze anos ou mais) tem a desvantagem de “congelar” distorções tarifárias, impedindo que os consumidores cativos se beneficiem a curto prazo das reduções de preços.

Finalmente, a contratação de longo prazo a 40 US\$/MWh quando existe uma perspectiva de diminuição do preço da energia no futuro cria um risco adicional para as distribuidoras, pois, com a liberação progressiva dos consumidores, os mesmos podem migrar para novos provedores.

Apresentam-se a seguir duas medidas para atenuar os efeitos do aumento tarifário: (i) o subsídio ao gás natural; e (ii) o benefício dos recursos do Fundo de Dividendos das Empresas Federais em prol do consumidor, apresentado no capítulo 9..

11.2.1 Subsídio ao Gás Natural

Uma alternativa para reduzir o VN seria subsidiar o equivalente a 1 US\$/MMBTU do preço do gás natural do PPT, atualmente em torno de 3 US\$/MMBTU. Isto permitiria reduzir em 7 US\$/MWh o VN, que passaria portanto para 33 US\$/MWh, o qual, como mencionado, corresponde à estimativa do preço da energia de longo prazo.

À primeira vista, este subsídio não traria nenhuma vantagem para o consumidor, pois o mesmo estaria pagando diretamente uma parcela do custo de combustível que seria cobrada de qualquer maneira na tarifa (“colocando num bolso e tirando do outro”). Deve ser observado, entretanto, que a participação térmica na cobertura da demanda é inferior a 10%, enquanto um aumento no VN é distribuído por 100% da demanda. Conclui-se que 1 R\$ que o consumidor pague de subsídio direto permitirá reduzir sua tarifa em 9 R\$.

Quando se aplica o subsídio ao gás natural reduzindo o VN para 33 US\$/MWh, a tarifa média de geração cai 11 R\$/MWh em 2006 e esta redução é repassada à tarifa de fornecimento, a qual também cai 11 R\$/MWh em 2006. Isto significa que o aumento das tarifas de fornecimento passa de 37% para 28%. (Estes valores estão representados nas figuras 11.3 e 11.4 adiante.)

11.2.2 Fundo de Dividendos das Empresas Federais

⁵⁷ Em janeiro de 2001, o VN competitivo foi fixado em Resolução ANEEL em 72,35 R\$/MWh. Considerando uma taxa de câmbio de 1,9633 R\$/US\$, fixados na mesma Resolução, chega-se a 36,85 US\$/MWh. Dado que a distribuidora pode repassar um para o consumidor preço 5% maior do que este sem nenhum prejuízo, conclui-se que o VN se aproxima de 38,7 US\$/MWh. Este valor é coerente com o do VN para as térmicas do PPT, estabelecido em Resolução ANEEL de junho de 2001 em 91,06 R\$/MWh, correspondente a 38,3 US\$/MWh com uma taxa de câmbio de 2,3758 R\$/US\$ (média do Banco Central para o mês). Considerando-se os 5% de aumento acima referidos, este valor passa para 40,2 US\$/MWh.

No capítulo 9 deste documento, propõe-se a criação do Fundo de Dividendos das Empresas Federais. Conforme a proposta, os recursos deste fundo, em percentual a ser definido, serão destinados a benefício direto dos consumidores, reduzindo, em última estância, a tarifa média de fornecimento. Torna-se necessário, portanto, estimar a magnitude do aumento tarifário após a aplicação desta medida.

Para referido cálculo, os seguintes dados e premissas adicionais foram utilizados⁵⁸:

Montante de Energia Regulado cujo lucro da venda se destinará ao fundo	Energia Assegurada liberada dos Contratos Iniciais das geradoras federais a partir de 2003, aproximadamente 16 GW médios em 2006 . Por ser proporcionalmente pequena, a nova geração não foi incluída no cálculo.
Participação Minoritária na Eletrobrás	30,60%
Imposto sobre dividendos	33%
Preço de venda dos Leilões (USD/MWh)	Equivalente ao CMLP, 33 US\$/MWh ou aproximadamente 78 R\$/MWh
Parte da diferença entre o valor apurado nos leilões e a atual tarifa dos contratos iniciais	16 US\$/MWh ou aproximadamente 38 R\$/MWh
Proporção do Fundo destinada aos consumidores	100%

De posse dos dados acima, estima-se que a magnitude do fundo será de aproximadamente R\$ 2,5 bilhões em 2006, conforme Figura 11.3.

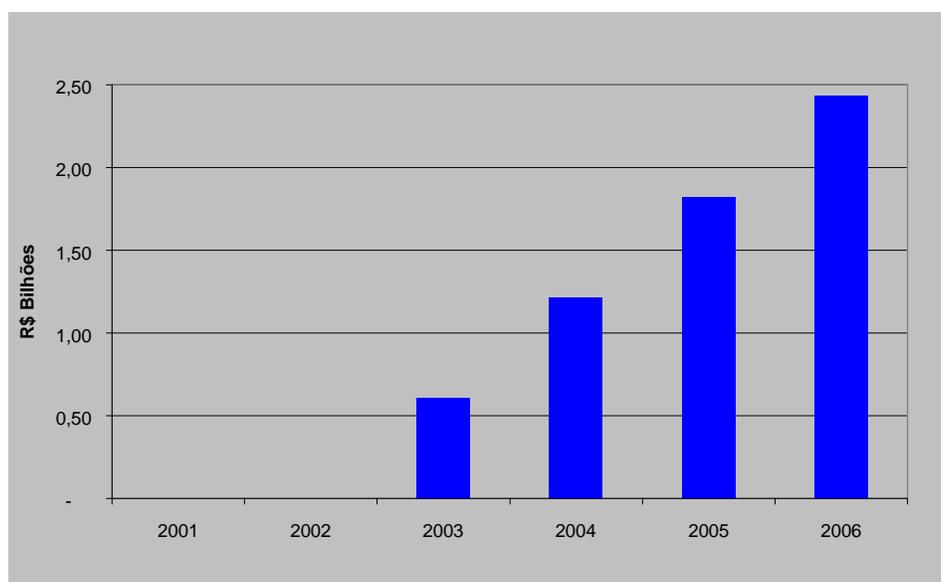


Figura 11.3 – Estimativa da Magnitude Fundo de Dividendos das Empresas Federais (R\$ bilhões) – 2002 a 2006

Caso os consumidores sejam beneficiados com os montantes apresentados na Figura 11.3, a tarifa média de geração cai 8 R\$/MWh em 2006 e esta redução é repassada à

⁵⁸ As hipóteses do estudo apresentadas no tópico 11.1 continuam valendo.

tarifa de fornecimento, a qual também cai 8 R\$/MWh em 2006. (Estes valores estão representados nas figuras 11.3 e 11.4 adiante.)

11.2.3 Efeito das Medidas nas Tarifas Projetadas

No caso em que o gás natural é subsidiado e os benefícios do fundo repassados ao consumidor, as tarifas médias de geração e fornecimento serão reduzidas de 19 R\$/MWh em 2006. A evolução desta redução ao longo dos anos pode ser observada nas figuras 11.3 e 11.4, as quais apresentam as novas tarifas de geração e fornecimento respectivamente.

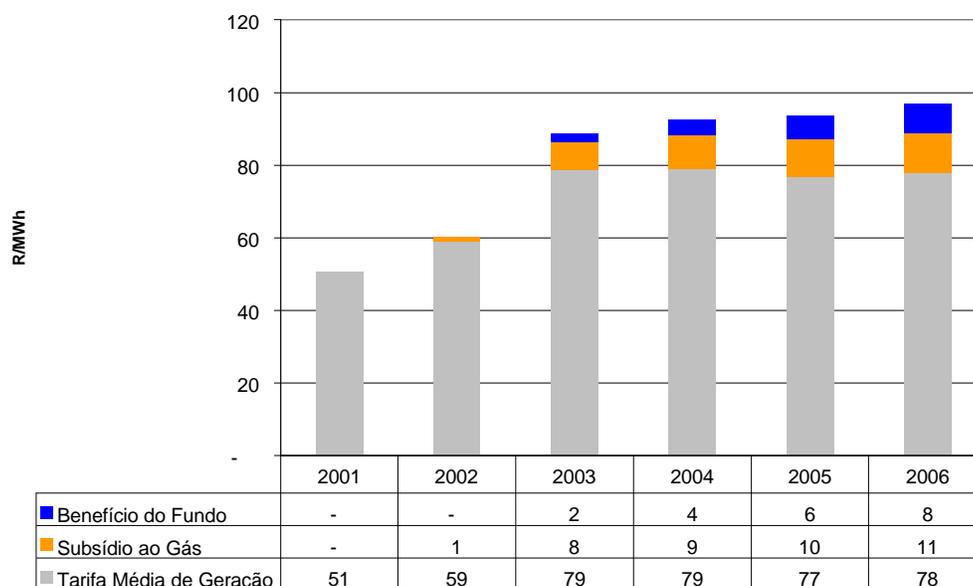


Figura 11.3 – Tarifas Média de Geração após Subsídio ao Gás e Benefício do Fundo – 2002 a 2006

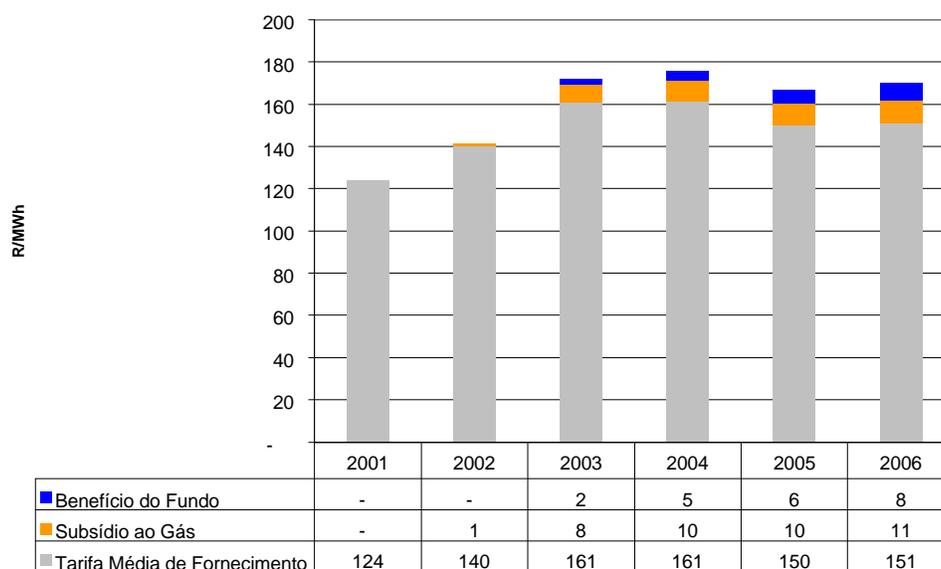


Figura 11.4 – Tarifas Média de Fornecimento após Subsídio ao Gás e Benefício do Fundo – 2002 a 2006

12 FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

12.1 Resumo

O parque gerador nacional tem predominância de geração hidrelétrica, com forte dependência das condições hidrológicas. Isto indica, por si só, a adequação de uma diversificação da matriz energética. Tal diversificação pode ser alcançada pela introdução de geração termoelétrica no sistema, seja de forma puramente competitiva, seja por intermédio de contratação institucionalizada.

Tanto uma como outra não incluem explicitamente as chamadas fontes alternativas de geração. Estas fontes apresentam, em relação ao parque hidroelétrico tradicional, a vantagem de não dependerem do regime hidrológico (excetuadas as pequenas usinas hidroelétricas), e, em relação às fontes térmicas tradicionais, o fato de tratar-se de energia renovável. Além disso, o porte das instalações permite que, de uma forma geral, esta energia seja produzida de forma distribuída, ou seja, em pequena escala e de forma a aliviar as redes de transmissão e distribuição. Finalmente, estas formas de energia tendem a ter uma utilização crescente em todo o mundo, entre outros motivos pelo seu impacto ambiental reduzido.

Entretanto, algumas formas de geração alternativa envolvem custos não competitivos se comparadas com as formas convencionais de geração, em parte por tratar-se de tecnologias ainda em desenvolvimento. Nestes casos, são necessários mecanismos de incentivos a estas formas de geração, vinculados a diretrizes políticas (decisão de Governo).

Até o momento, o mecanismo empregado no modelo do Setor é o estabelecimento de valores de VN diferenciados para cada tipo de fonte de energia. Este mecanismo, tal como visto anteriormente, tem inconvenientes:

- Deixa a critério de cada empresa concessionária de distribuição a decisão de adquirir ou não energia de fontes alternativas e de que tipo de fonte alternativa;
- Atribui exclusivamente aos consumidores cativos das concessionárias de distribuição que decidam contratar energia de fontes alternativas todo o sobrecusto associado a estas fontes.

12.2 Propostas

1. Criar um encargo específico para financiamento do sobrecusto correspondente às fontes alternativas de energia, que faria parte dos Encargos de Serviços do Sistema, adicionado às tarifas de distribuição, compondo um fundo dedicado a fontes alternativas de energia; estabelecer subsídio explícito por recursos do consumidor;
2. Utilização do fundo através de processo licitatório, no qual os potenciais geradores, a partir das fontes alternativas escolhidas pelo Poder Concedente, fariam ofertas de valor a ser pago seja pela capacidade posta à disposição do sistema, seja pela energia produzida, seja ainda por uma combinação de ambos;

3. Com estas medidas, os produtores de energia a partir de fontes alternativas poderiam contratar e/ou comercializar sua energia como qualquer outro produtor de energia, sujeitos às mesmas limitações de repasse (VN “competitivo”), e pagariam normalmente todos os encargos correspondentes. Seu incentivo seria todo dado pelo fundo sugerido acima, o qual, por ser alocado de forma competitiva, evitaria, por um lado, sobrepreços excessivos, e, por outro, reclamações de que os estímulos seriam insuficientes para viabilizar estas fontes de energia.

Estas Propostas permitiriam que o governo pudesse controlar exatamente o montante de recursos utilizado para incentivar o uso de energias alternativas.

13 CONSUMIDORES LIVRES E CATIVOS

13.1 Regulamentação dos Consumidores Livres

13.1.1 Resumo

Pelas regras atuais, os consumidores que se classificam como livres podem optar por continuar pagando uma tarifa regulada tal como os consumidores cativos. A quase totalidade destes consumidores livres optou por continuar com tarifa regulada, e esta situação provavelmente permanecerá até o final de 2005, pelas seguintes razões:

- Os contratos iniciais têm preços inferiores a qualquer fonte nova de geração disponível para contratação pelos consumidores livres, sendo que até 2005 ainda existirá 25% da energia dos mesmos;
- Existe, na estrutura tarifária atual, um subsídio cruzado entre as classes de consumo, favorecendo as tarifas do segmento industrial (que são justamente os consumidores livres) e onerando o segmento dos consumidores residenciais (cativos) (vide capítulo 17);
- Ainda na estrutura atual, as tarifas de ponta subsidiam as de fora da ponta. Isto incentiva os consumidores industriais a gerarem - ou comprarem de produtores independentes - energia na hora da ponta, continuando com tarifas reguladas fora da ponta, prejudicando as distribuidoras;
- Os contratos atuais dos consumidores livres não contém cláusulas relativas às quantidades contratadas de energia, somente de potência. Isto cria problemas para as distribuidoras, que não podem projetar com um mínimo de precisão quanto deverão contratar de energia.

Conclui-se que é necessário incentivar o processo de transformação de consumidores cativos em livres, especialmente através de uma sinalização econômica adequada na estrutura tarifária. Este processo deverá ser sinalizado com antecedência e clareza para que a distribuidora possa se preparar adequadamente, pois a necessidade de contratação a longo prazo dificulta o ajuste da distribuidora no caso da saída de consumidores.

13.1 Propostas

- Para consumidores com carga acima de determinado nível, ainda a ser determinado (por exemplo, 10 MW), e que não queiram optar por ser livres, será aplicada tarifa de energia equivalente ao valor máximo entre VN e PMAE;
- A aplicação da medida acima seguirá o mesmo cronograma de redução dos Contratos Iniciais: em 2003; 25% da demanda de cada consumidor enquadrados nesta categoria em 2003 estaria exposta à tarifa mencionada; em 2004, 50%, e assim por diante;

- Criar a exigência que os contratos dos consumidores com as distribuidoras contenham cláusula de valores de energia contratada para os diversos períodos de apuração do MAE. Para tal, a ANEEL deveria estabelecer uma tarifa de ultrapassagem de energia, bem como o cronograma para a implantação desta medida nas diversas classes de tensão. A longo prazo, ela poderia ser adotada para todos os consumidores ligados em alta tensão;
- Promover a reestruturação das tarifas de ponta e fora da ponta;
- Manter o limite atual de 3 MW para os consumidores que podem optar pela livre negociação, mas estabelecer um cronograma para os próximos 5 a 10 anos de diminuição deste limite. O mesmo deveria ser feito para os consumidores que não teriam acesso à tarifa regulada.
- Estudar a possibilidade da criação de “conjunto de consumidores” para o exercício da opção de consumidor livre, contratando diretamente energia elétrica de geradores ou comercializadores a preços livremente negociados. Para tanto, deverá ser incluído nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/95 e no art. 26, da Lei 9.427/97, essa possibilidade, atribuindo à ANEEL a competência de regulamentar este tema.

14 UNIVERSALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

14.1 Extensão dos Serviços de Energia Elétrica a todos os Consumidores

14.1.1 Resumo

Estima-se que a taxa de atendimento de energia elétrica em nível nacional esteja em 95,5%, devendo-se destacar a particularidade da eletrificação rural que, em face da sua pouca rentabilidade em razão da dispersão geográfica, apresenta uma taxa de atendimento de aproximadamente 32%, podendo-se observar diferenças regionais significativas, tendo em vista que enquanto a região Sul apresenta uma taxa de atendimento rural da ordem de 70%, a região Norte não atinge 3%, como se pode observar no quadro a seguir.

Tabela 14.1 – Situação da eletrificação rural no Brasil - Dezembro de 1996

Regiões	Propriedades Rurais Existentes (A)	Propriedades Rurais Eletrificadas (B)	Índice de Eletrificação Rural (%) (C = A/B)
NORTE	569.000	15.041	2,6
NORDESTE	2.818.000	373.412	13,2
SUDESTE	999.000	581.814	58,2
SUL	1.202.000	834.709	69,4
CENTRO-OESTE	247.000	112.893	45,7
BRASIL	5.835.000	1.917.869	32,8

Fonte: Eletrobrás

As regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste apresentam peculiaridades que dificultam sobremaneira o processo de universalização, indicando a necessidade da adoção de critérios diferenciados para os estados desenvolvidos e aqueles em desenvolvimento. Alguns desses estados chegam a 1.200.000 km² de extensão, com população extremamente pulverizada, o que poderá exigir investimentos além das possibilidades da concessionária, sem contar a capacidade física para a implantação das instalações, se o prazo estabelecido para a universalização for muito reduzido.

Ainda, deve ser levado em conta o grande número de povoados, ilhas fluviais e habitações individuais ribeirinhas, cujo acesso somente ocorre por meio de barcos, chegando a ser totalmente impossível no período de chuvas, e também as inúmeras reservas indígenas que dificultam ainda mais as extensões de linhas de transmissão e distribuição.

A concessionária de serviços públicos de distribuição tem obrigação de atender todo o mercado de sua área de concessão. Entretanto, novas ligações pressupõem a solicitação do consumidor e a sua participação financeira nos investimentos requeridos, quando o custo da obra é maior que o investimento obrigatório da concessionária, estabelecido em regulamentação específica, o que cerceia o benefício da energia elétrica a significativa parcela situada em áreas com população esparsa e de baixo poder aquisitivo.

A ANEEL através de audiência pública apresentou proposta de regulamentação tendo como visão a completa abrangência dos serviços até o ano 2005. Neste caso, seria eliminada a participação financeira dos consumidores, atribuindo às concessionárias

toda a responsabilidade pelos investimentos, que seriam repassados às tarifas quando das revisões ordinárias das mesmas, por força dos compromissos contratuais.

O impacto da supressão desta cobrança sobre o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, está diretamente relacionado ao volume de investimentos exigidos para a conexão de uma nova carga (novo consumidor), principalmente àquela localizada na área rural, onde não existe rede e os custos associados às obras de extensão para a universalização do atendimento dependem de fatores geográficos (localização da carga em relação a rede existente), densidade de carga (que depende da estrutura fundiária e do perfil de carga), tecnologia a ser adotada (expansão do sistema existente ou geração local) e taxa de atendimento rural (número de domicílios rurais atendidos por energia elétrica sobre o número total de domicílios rurais).

14.1.2 Propostas

- Estabelecer limites para atendimento sem participação financeira do pretendente à ligação: Novas unidades, residenciais e rurais, com ligação monofásica, atendidas em tensão secundária de distribuição, com carga até 10 kW ou em tensão primária de distribuição, com transformador até 15 kVA;
- O atendimento fora dos limites estabelecidos poderá ser financiado pelo pretendente à ligação, o qual, desde que atendidos pré-requisitos determinados pela ANEEL, terá direito a restituição do valor investido, devidamente corrigido, em função do Plano de Universalização de cada concessionária;
- Estabelecer a obrigação das concessionárias a apresentarem um Plano de Universalização do Atendimento de Eletricidade, em um prazo máximo de 12 meses, a ser homologado pela ANEEL;
- Direcionar os recursos de todos os Programas Especiais de eletrificação rural para a universalização do atendimento a áreas não-urbanas.

15 O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

15.1 Resumo

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE – é um elemento fundamental do modelo institucional do Setor Elétrico. A Lei Nº 9.648/98 determina que as transações de compra e venda de energia elétrica sejam realizadas no âmbito do MAE, instituído por Acordo de Mercado firmado entre os interessados.

O ponto central do MAE é sua atuação como *mercado de curto prazo*. É nele que são liquidadas compulsoriamente as diferenças entre os valores de energia contratados entre os diversos agentes e os montantes efetivamente produzidos e consumidos. A liquidação é feita aos preços do MAE, que são valores expressos em R\$/MWh calculados para cada período de liquidação em cada sub-mercado. Praticamente todos os sistemas elétricos que passaram por um processo de modernização têm instituições análogas ao MAE como ponto central de seu modelo comercial. Desta forma, não há como subestimar a importância do adequado funcionamento do MAE.

Em sua versão atual, o MAE não é propriamente um mercado já que a tanto a produção de cada usina, que é determinada pelo despacho, como os próprios preços do MAE, dependem de custos de oportunidade calculados pelo ONS. Mesmo assim, os preços do MAE procuram refletir a abundância ou escassez de energia em cada submercado e período de apuração. O documento de apoio A, sobre marco regulatório, apresenta a contabilização do MAE de forma detalhada.

Atualmente, o MAE encontra-se paralisado, sendo que o mercado de curto prazo, que deveria estar funcionando desde setembro de 2000, somente contabilizou os montantes de energia comercializados durante o período setembro de 2000 a abril de 2001 e está em processo de liquidação dos mesmos.

15.2 Regras do MAE

15.2.1 Resumo

As regras do MAE são parte integrante do Acordo do Mercado. Elas devem especificar o funcionamento do MAE em nível de detalhe suficiente para eliminar qualquer dúvida a respeito dos processos envolvidos. Sua definição inicial foi deixada a cargo dos próprios agentes. Por isto mesmo, as regras demandaram um longo período de maturação, sendo resultante de negociações entre geradores e distribuidores. Elas foram homologadas pela Resolução Nº 290/2000 da ANEEL, que faz uma série de reparos ao texto originalmente aprovado pelos agentes. Dentre os principais problemas existentes, destacam-se:

- As regras de mercado, principalmente o seu detalhamento algébrico, são complexas, consubstanciadas em um documento de centenas de páginas. O documento, por dificuldades naturais de entendimento, pode, às vezes, criar barreiras à entrada de novos agentes no mercado.
- Há preocupações de que algumas Regras do MAE contêm insuficiências conceituais e/ou problemas de aplicação algébrica as quais, se confirmadas, poderiam levar a resultados incoerentes, capazes de comprometer os resultados

alcançados na contabilização (ver documento de apoio L). Este aspecto deverá ser objeto de análise e revisão, se for o caso, pela ANEEL.

- A homologação das regras do mercado, via Resolução da ANEEL, identificou várias questões sem definição (exemplo: tratamento das perdas na Rede Básica), e criou a necessidade de reexame de diversas outras, ao rejeitar determinadas regras (exemplo: Encargo por Capacidade). Estas indefinições criam insegurança entre os agentes, principalmente porque as regras definitivas deveriam ser implementadas a partir de janeiro/2002.

15.2.2 Propostas

- Análise imediata dos possíveis problemas identificados nas Regras do MAE (documento de apoio L) e estabelecimento de revisão das mesmas, caso necessário.
- Estabelecimento imediato do entendimento de que quaisquer modificações que venham a ser feitas no futuro não deverão afetar liquidações realizadas antes de sua adoção. Este entendimento daria segurança aos agentes através da eliminação de uma possível fonte de pendências futuras.
- Resolução de todas as questões hoje pendentes nas Regras do MAE, proporcionando aos agentes segurança quanto às regras efetivamente vigentes.
- Revisão das Regras do MAE, visando simplificação e apresentação de forma mais compreensível.

15.3 Submercados

15.3.1 Resumo

Dada a dimensão da área coberta pelo Sistema Interligado Nacional, é necessário ter preços do MAE diferenciados em áreas distintas. Estas regiões são denominadas submercados.

A existência de preços do MAE distintos em regiões diferentes pode criar grandes riscos financeiros para agentes de uma região, contratados em outra. Por outro lado, estas mesmas diferenças de preços criam um excedente financeiro (surplus) nas contas do MAE, já que parte da energia produzida no submercado exportador – de baixo preço – é consumida no submercado importador – de alto preço (a formação do surplus é detalhada no documento de apoio M).

A solução adotada atualmente é alocar o excedente financeiro (surplus) no alívio dos riscos de um grupo específico de agentes, em especial dos produtores hidroelétricos participantes do MRE. Este procedimento cria problemas de isonomia, pois apenas esses agentes são beneficiados por um surplus que, na realidade, é decorrente de ativos pagos por todos os agentes (as linhas de transmissão que fazem a conexão entre submercados, as quais são remuneradas pelas tarifas de transmissão). Além disso, essa solução inibe o investimento em geração nos submercados naturalmente exportadores de energia, uma vez que novos produtores que não sejam beneficiários deste

excedente não têm como se proteger contra as diferenças de preços entre submercados.⁵⁹

Outra questão relativa aos submercados é a definição de suas fronteiras. A mesma resolução da ANEEL determinou que os atuais submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) permaneçam até 2006, quando poderão ser definidos novos submercados e fronteiras. Isto constitui mais uma fonte de insegurança para os agentes.

15.3.2 Propostas

1. Aprovar e implementar, após avaliação pelo MME do planejamento da expansão da transmissão, proposta metodológica já existente de definição das fronteiras entre submercados, conforme estudo em andamento no âmbito ONS/MAE, em atendimento à Resolução nº 290 da ANEEL.
2. Investigar a possibilidade de criar um submercado separado para a usina de Itaipu⁶⁰.
3. Definir desde já os submercados que prevalecerão no período imediatamente após 2005; a partir daí, definir os submercados e suas fronteiras com uma antecedência que dê segurança a investimentos de longo prazo.
4. Implementar desde já os procedimentos competitivos para alocação dos direitos aos excedentes financeiros, denominados “contratos de congestionamento de transmissão” (ver documento de apoio M). Mesmo que as regras prevejam a utilização efetiva destes instrumentos somente a partir de 2006, nada impede que sua alocação seja definida desde já. Isto daria segurança aos potenciais investidores em geração a respeito de sua capacidade de contratar em outros submercados a partir de 2006.

⁵⁹ Em função destas dificuldades, alguns agentes propuseram a eliminação dos submercados, o que significaria ter um preço único da energia em todo o país. Isto tem a desvantagem importante de criar sinais econômicos equivocados tanto no longo prazo, para a expansão da geração (localização de novas usinas e cargas sem levar em conta condições locais de super ou sub-oferta) como no curto prazo (exemplo: um preço único do MAE durante a crise energética refletiria na região Sul os problemas sofridos pelas demais regiões, sinalizando a necessidade de poupar energia mesmo se os reservatórios da região Sul estivessem vertendo água).

⁶⁰ A razão é que Itaipu está alocada em termos comerciais na região Sudeste, mas sua operação física algumas vezes é diferente das demais usinas da região. Por exemplo, em janeiro de 2002 o ONS aumentou a geração de Itaipu para reduzir a possibilidade de vertimentos. Com isto, esgotou-se a capacidade da interconexão na direção do Sudeste, transferindo-se portanto a energia restante para o Sul. Embora em termos *físicos* este despacho seja justificável, em termos *comerciais* ocorreu uma compra de energia na região Sudeste – onde Itaipu está localizada, e o preço da energia é mais caro – para venda na região Sul – onde o preço da energia é mais barato. Isto é, houve uma *perda* comercial na transação, que seria alocada aos consumidores como Encargos de Serviço do Sistema. Se Itaipu estivesse num submercado à parte, a transação física e comercial coincidiriam: houve a venda de energia de Itaipu, onde a energia é barata porque está prestes a verter, inicialmente para a região Sudeste, mais cara e, posteriormente, quando a capacidade da interconexão chegou ao limite, para a região Sul, cujo preço, embora mais barato que o do Sudeste, é mais caro do que o de Itaipu.

15.4 MRE

15.4.1 Resumo

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas hidroelétricas. Seu funcionamento é parte das Regras do MAE. O MRE baseia-se na atribuição de uma *Energia Assegurada* a cada usina hidroelétrica do Sistema Interligado, e na repartição de toda a geração hidroelétrica proporcionalmente a estas energias asseguradas. A energia assegurada também é o respaldo físico que cada usina hidroelétrica pode proporcionar aos contratos bilaterais.

Além do compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas hidroelétricas, o MRE simplifica a atuação do ONS, pois faz com que cada produtor hidroelétrico seja indiferente, em termos financeiros, ao despacho calculado para sua usina, criando um ambiente no qual o objetivo de cada produtor passa a ser o de cumprir as instruções de despacho do ONS, e não o de maximizar a produção de sua usina independentemente das conseqüências que isso possa ter para o sistema como um todo. As principais questões relativas ao MRE são:

- Riscos não-hidrológicos: o MRE é, em princípio, um mecanismo de mitigação apenas de riscos hidrológicos. Deve-se assegurar que as Regras do MAE façam com que este princípio seja respeitado.
- MRE e submercados: de uma forma geral, a produção hidroelétrica ocorre nos vários submercados com uma distribuição diferente daquela das energias asseguradas. Em conseqüência, produtores hidroelétricos localizados em um submercado freqüentemente têm créditos de energia em outros submercados. O tratamento desta questão – como repartir entre os vários participantes do MRE a energia produzida em distintos submercados – admite várias soluções, com diferentes sinalizações econômicas para os produtores hidroelétricos. Nesse sentido, sugere-se investigar a possibilidade de aperfeiçoamentos quanto a este aspecto na forma ora utilizada.
- Regras de repartição da produção hidroelétrica: as regras hoje existentes são complexas, tornando muito difícil avaliar a adequação dos sinais econômicos resultantes da distribuição das energias alocadas pelo MRE às várias usinas participantes em cada período de apuração.
- Desestímulo a investimentos em eficiência: uma desvantagem do MRE é que ele não estimula uma utilização mais eficiente da água por parte das usinas hidroelétricas⁶¹.
- Desestímulo ao investimento em potência adicional: da mesma forma que ocorre com investimentos em eficiência além daquela prevista no projeto de cada usina, o

⁶¹ Teoricamente, enquanto as usinas mantiverem seus parâmetros de eficiência em patamares iguais ou superiores àqueles empregados no cálculo de suas energias asseguradas, elas farão jus à participação na produção hidroelétrica total em proporção às respectivas energias asseguradas, não existindo nenhum ganho associado a um eventual aumento de eficiência.

MRE faz com que qualquer benefício advindo de instalação de potência adicional à prevista no projeto seja rateado entre todas as usinas participantes, o que evidentemente desestimula este tipo de investimento.

15.4.2 Propostas

- Verificar a adequação e simplificar, na medida do possível, as regras de repartição da produção hidroelétrica entre os participantes do MRE, seja no tempo (energia alocada em cada período de apuração), seja na alocação entre os vários submercados.
- Criar e implementar, sob a supervisão da ANEEL, mecanismo de aferição da eficiência das usinas participantes do MRE, permitindo a atualização das energias asseguradas, seja para cima, no caso de demonstrarem eficiência superior à prevista em projeto, seja para baixo (neste caso sem as limitações de 5% e 10% nas reduções), no caso de não cumprirem as exigências previstas nos respectivos projetos⁶².
- Assegurar que o MRE não dê respaldo a problemas de natureza não-hidrológica, possivelmente limitando a energia alocada a cada participante em cada instante com base em sua potência disponível, o que estimularia não só sua a disponibilidade como, eventualmente, investimentos em potência adicional.

15.5 Regulamentação e Governança do MAE

15.5.1 Problemas Detectados

Grande parte dos problemas relativos à regulamentação do MAE deve-se ao fato de que, apesar de seu caráter eminentemente regulatório e técnico, ela foi o resultado de negociações envolvendo representantes dos geradores e distribuidores em atividade no momento de sua elaboração. A regulamentação resultante deixou indefinidos vários pontos importantes, como regra de penalidades, garantias para liquidação e a criação de um mecanismo de solução de conflitos que permitisse a continuidade das operações sem recorrer a instrumentos suspensivos como liminares, contribuindo decisivamente para que o MAE não tenha realizado ainda nenhuma liquidação.

Além disto, o MAE apresenta problemas de governança, dentre os quais cabe mencionar:

- Conflitos de atribuição e de autoridade entre COMAE e ASMAE, especialmente considerando-se que a ASMAE é autorizada pela ANEEL, mas deve prestar serviços ao MAE.
- A composição do COMAE por profissionais de alto gabarito técnico com dedicação exclusiva indica a perspectiva de envolvimento ativo e constante na regulamentação do MAE, questão que deve ser da alçada da ANEEL.

⁶² As Energias Asseguradas podem ser revistas pela ANEEL, podendo ser aumentadas ou reduzidas. As reduções estão limitadas a 5% em cada revisão, a um valor acumulado máximo de 10% ao longo de todo o Contrato de Concessão.

- Morosidade de decisões sobre Regras no ambiente da Assembléia Geral
- Cruzamento de votos na Assembléia Geral entre categorias de produção e consumo, conferindo domínio de votos a uma categoria.

15.5.2 Propostas

- Atribuir à ANEEL o poder de modificar a regulamentação do MAE, inclusive a de rever todas as regras e procedimentos, estabelecer garantias para liquidação e penalidades.
- Criar um mecanismo para envio de propostas dos agentes do MAE à ANEEL e respostas às mesmas por parte da agência reguladora.
- Fundir as atribuições do MAE e ASMAE numa empresa com estrutura semelhante à do ONS (Assembléia, Conselho de Administração e Direção Executiva). O objetivo é simplificar a estrutura e tornar mais claras as atribuições.
- Alterar a regra de atribuição de votos para evitar o cruzamento de votos na Assembléia.
- Instituir um mecanismo de Arbitragem ao qual os agentes obrigatoriamente adeririam evitando recursos suspensivos em outras instâncias.
- Estabelecer mecanismos de remuneração desta empresa baseados em emolumentos sobre as transações realizadas, semelhantes à das Bolsas de Valores.

16 TARIFAS REGULADAS

Este tema compreende as tarifas cobradas pelas atividades reguladas, para as quais o modelo não prevê competição. Estas atividades são a transmissão de energia elétrica, a distribuição e a comercialização para consumidores cativos.

16.1 Tarifas de Transmissão

16.1.1 Resumo

Conforme já foi mencionado, a atividade de transmissão de energia elétrica é um monopólio com tarifas reguladas. A questão do pagamento a ser feito aos detentores dos ativos de transmissão está resolvida de maneira satisfatória, uma vez que este é resultante da licitação pelas novas concessões de transmissão.

O pagamento destes custos é realizado por intermédio de tarifas de transmissão, cobradas a geradores e a cargas. Estas tarifas, expressas em R\$/kW.mês, variam com a localização do gerador ou da carga. Assim, um gerador cuja presença em determinado local representa uma sobrecarga ao sistema de transmissão existente estará sujeito a uma tarifa de uso da transmissão elevada, enquanto que um gerador localizado em um ponto da rede no qual sua presença alivia o uso do sistema estará sujeito a uma tarifa de transmissão baixa. A mesma filosofia prevalece em relação às cargas, que tem atualmente tarifas estabelecidas por unidade da Federação. Esta variação da tarifa com a localização do usuário do sistema constitui o *componente locacional* das tarifas de transmissão. É este componente que, ao dar o sinal econômico correto, induz os investidores, sejam eles produtores ou consumidores de energia, a levar em conta os ônus e benefícios econômicos de sua localização em relação à rede de transmissão.

Finalmente, para formar as tarifas de transmissão, deve-se adicionar ao componente locacional um outro componente denominado *selo*, também expresso em R\$/kW.mês, que é constante em todos os pontos do sistema. Esta parcela constitui um custo fixo, rateado igualmente entre os usuários, sendo que no período de transição do ambiente regulado para o competitivo (quando vigoram os contratos iniciais) definiu-se que os encargos de uso dos sistemas de transmissão seriam tarifados com base exclusiva no selo e pagos somente pela carga.

Para a definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão, aplicáveis a novas gerações e cargas não inclusas nos contratos iniciais, a metodologia utilizada teve como premissa a consideração inicial de uma componente locacional atenuada, evoluindo nas revisões seguintes para uma maior ponderação, até a completa prevalência desta. Isto visava minimizar as diferenças de tarifas por barramento vistas pelos potenciais consumidores livres, que poderiam ter vantagens competitivas significativas para o exercício da opção.

Desta forma, nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão atuais há uma predominância do componente “selo” (peso acima de 70%), sobre o componente locacional (peso menor do que 30%). Isto atenua os sinais locais, fazendo que haja pouco incentivo para que a geração se localize próximo aos grandes centros de carga e para que as cargas se localizem perto dos grandes centros geradores. Neste

contexto, as usinas hidrelétricas são beneficiadas e as termelétricas prejudicadas, já que estas últimas em geral se situam perto dos centros de carga, enquanto que as novas usinas hidroelétricas tendem a estar afastadas dos centros de carga.

A completude da sinalização econômica para o uso dos sistemas de transmissão requer, além da tarifa de transmissão, relacionada à demanda de potência, a aplicação dos fatores locacionais de perdas elétricas, relacionados à energia, e que seriam propostos dentre as regras do MAE.

16.1.2 Propostas

- Revisar as tarifas de uso dos sistemas de transmissão, considerando como premissa a redução da componente “selo” e elevação do sinal locacional (por exemplo, passando dos atuais cerca de 30% para cerca de 70%). Deverão ser equacionadas possíveis dificuldades com a estabilidade das tarifas ao longo do tempo⁶³.
- Concluir a modelagem dos fatores de perdas elétricas que serão adicionados às tarifas de uso dos sistemas de transmissão, completando a sinalização econômica locacional. Investigar a estabilidade do sinal econômico locacional completo.

16.2 Tarifas de Distribuição

16.2.1 Resumo

Da mesma forma que a transmissão, as atividades de distribuição são realizadas de forma não-competitiva, cabendo aos seus usuários o pagamento de tarifas fixadas pela ANEEL.

Merece atenção o fato de que os concessionários de distribuição também detêm os direitos de comercialização de energia a consumidores cativos nas respectivas áreas de concessão. Isto faz com que haja uma mistura entre os componentes das tarifas, uma vez que a venda de energia a consumidores cativos é feita por meio de tarifas que englobam todo o preço da energia, sem a separação da parte correspondente à atividade de distribuição.

As tarifas de distribuição vigentes hoje foram fixadas pela ANEEL em 1999, a título precário, sendo determinado, naquela oportunidade, que as concessionárias de serviço público de distribuição apresentassem:

- estudos e propostas de fixação das citadas tarifas, tendo como base as suas tarifas de fornecimento e a separação das atividades de distribuição e comercialização;
- tarifação para os barramentos de 138 kV a 69 kV, com base na metodologia nodal (sinalização locacional).

A análise das propostas feitas pelas concessionárias e a consolidação da proposta metodológica já foi elaborada pela ANEEL e colocada em audiência pública, com os

⁶³ Sugere-se tomar como ponto de partida para a discussão documento já elaborado pelo Grupo de Trabalho MME-CEPEL-ONS-ELETRÓBRÁS sobre o assunto, no qual foram exploradas diversas alternativas de metodologia.

resultados disponibilizada na Internet, constituindo base para a revisão dos valores das tarifas de uso da distribuição. Grande parte das tarifas das concessionárias de distribuição (60%) já foi publicada em resoluções específicas da ANEEL, individualizadas por empresa.

Esta é uma questão de suma importância para o desenvolvimento do mercado livre de energia elétrica. É necessário que tanto consumidores livres - interessados em adquirir energia de outro provedor que não a distribuidora local - como geradores que pretendam se conectar às redes de distribuição conheçam de antemão as tarifas que pagarão pelo uso dos sistemas de distribuição.

A separação entre as parcelas correspondentes à atividade “distribuição” e “comercialização a consumidores cativos” terá o benefício de determinar com clareza os componentes que devem ser considerados em cada uma delas (exemplo: o VN só deve ser considerado na comercialização a consumidores cativos).

16.2.2 Propostas

Estabelecer tarifas específicas para a atividade de distribuição e critérios para reajustes e revisões das mesmas, segregando-as dos demais componentes das tarifas finais a consumidores cativos

16.3 Tarifa Social de Baixa Renda

16.3.1 Resumo

A prática atual da tarifa social de baixa renda só é possível em virtude de cláusula dos contratos de concessão, que determina descontos para nível reduzidos de consumo, observados critérios sociais de enquadramento, estabelecidos quando as distribuidoras eram estatais (antes de 1996). Não existe fixação legal para o estabelecimento de tarifa específica em todos os quadros tarifários das concessionárias e permissionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. Neste caso, deverá ser estabelecido em Lei a tarifa social de baixa renda e os critérios sócio-econômicos de enquadramento, instituindo a sua aplicação no quadro tarifário das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Caso a aplicação dos critérios e do desconto sugerido altere o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição, por aumento ou diminuição de receita, a ANEEL adotará as medidas necessárias para os ajustes devidos, nos termos da Lei nº 9.074, de 7/7/95.

16.3.2 Proposta

Instituir em lei a Tarifa Social de Energia Elétrica para Consumidores Residenciais de Baixa Renda, cujos critérios para enquadramento deverão observar:

- os hábitos de consumo de energia elétrica das diversas regiões do País;
- a frequência de ocupação dos imóveis residenciais;
- a definição de linhas de pobreza para as diversas regiões do País.

O valor da tarifa social poderá ser calculado com base na tarifa da classe residencial estabelecida pela ANEEL, aplicando-se um desconto mínimo (30% p.ex.).

16.4 Subsídios Cruzados

16.4.1 Classe de Consumo e Nível de Tensão

A Tabela 16.1 apresenta a distribuição média das diversas classes de consumo pelos níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica. Como pode ser observado, as classes residencial e industrial são as únicas que se concentram em um único patamar de tensão - baixa e alta, respectivamente.

Tabela 16.1 – Participação dos Níveis de Tensão nas Classes de Consumo

	Total Alta Tensão	A1	A2	A3	A4	A3A	Total Baixa Tensão
Residencial	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Industrial	96%	23%	34%	7%	30%	2%	4%
Comercial	43%	0%	1%	1%	37%	4%	57%
Rural	37%	0%	0%	2%	31%	3%	63%
Outros	49%	1%	10%	2%	34%	2%	51%

Fonte: Aneel

16.4.2 Custos de Distribuição e Comercialização

As tarifas de fornecimento de energia elétrica embutem, entre outros, custos de aquisição de energia elétrica, das redes de transmissão e de distribuição, encargos setoriais e comercialização da energia, além dos impostos e tributos associados. Em especial os custos associados às redes, incluindo operação e manutenção, e os de comercialização variam para diferentes níveis de tensão e são inferiores para os consumidores ligados a tensões mais altas, grandes consumidores. Isto ocorre, principalmente, porque os investimentos nas redes para atender a esses consumidores são inferiores aos investimentos necessários para atender aos consumidores conectados em níveis de tensão mais baixos.

É de se esperar que as tarifas de fornecimento de energia sejam maiores quanto menor for o nível de tensão, pois serão maiores os custos de distribuição e comercialização.

16.4.3 O Subsídio Cruzado

O documento “Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição” preparado pela ANEEL⁶⁴ enfatiza a importância da aderência completa entre os custos de distribuição de cada segmento e suas tarifas para a correta sinalização econômica do serviço prestado. Por exemplo, se as tarifas de fornecimento forem inferiores aos custos, a distribuidora resistirá a realizar novos investimentos naquela classe de consumo. Se, por outro lado, as tarifas de fornecimento excederem os custos, os consumidores procurarão substituir o serviço de distribuição, o que afeta a eficiência e reduz a receita da concessionária.

Além disto, o subsídio da tarifa industrial reduz os incentivos para que os consumidores desta classe se tornem livres. Isto pode prejudicar a competição do

⁶⁴ Disponível no website: www.aneel.gov.br.

mercado de geração e comercialização e comprometer a expansão do parque gerador brasileiro.

Entretanto, é de amplo conhecimento, sendo reconhecido pela Aneel, que as tarifas de fornecimento de alta tensão apresentam-se inferiores aos custos do serviço; por sua vez, as de baixa tensão são superiores aos mesmos. Este fenômeno é conhecido como “subsídio cruzado” entre as classes de consumo.

16.4.4 Proposta

- A ANEEL deverá completar a análise dos montantes de subsídios cruzados e seu impacto na tarifa de fornecimento, levando em consideração as projeções de ajuste das margens das distribuidoras;
- A ANEEL deverá propor um cronograma gradual de redução dos subsídios cruzados, com o objetivo de eliminá-los num prazo de cinco anos. Uma possibilidade seria atuar nas próximas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição (prazo compatível com a redução dos Contratos Iniciais).

16.5 Revisões Tarifárias

16.5.1 Resumo

As regras e os aspectos metodológicos associados aos processos de revisão tarifária periódica das tarifas, cobradas pelas empresas concessionárias de distribuição, dos consumidores cativos, foram colocadas pela ANEEL em audiência pública, nos anos de 2000 e 2001. Após consolidação das sugestões recebidas, as mesmas foram base para a última revisão tarifária da ESCELSA, cujos resultados e a citada metodologia constam da Nota Técnica nº 097/2001, de 08 de agosto de 2001, que encontra-se disponibilizada na página web da ANEEL.

Na enfocada Nota Técnica foram tratados de forma detalhada os seguintes temas, relacionados ao processo de revisão tarifária:

- Reposicionamento tarifário, onde se inserem discussões sobre: ano teste; base de remuneração; taxa de retorno; estrutura do capital; remuneração do capital; despesas operacionais; encargos sobre tarifa; cota de reintegração e resultado não operacional;
- Fator X.

No tocante ao tema “base de remuneração”, a ANEEL, após adotar a tese do ajuste da base de remuneração, esclareceu que a opção utilizada no caso da ESCELSA era provisória e que seriam definidos, mediante aprofundamento de estudos, os métodos definitivos a serem utilizados nas próximas revisões. Neste caso, a ANEEL já contratou consultoria especializada para assessoramento do assunto, com meta de conclusão até março de 2002.

Também serão estabelecidos em Resolução específica da ANEEL os procedimentos e os prazos a serem observados nos processos de revisão tarifária periódica, com

previsão de emissão até março de 2002. Neste particular será incorporado nos processos a questão da reestruturação tarifária, com indicação dos requisitos (informações e prazos) para a sua execução.

16.5.2 Propostas

- Emissão de regulamento, estabelecendo os procedimentos e prazos a serem observados nos processos de revisão tarifária, considerando que os aspectos metodológicos, sujeitos à revisão, já foram estabelecidos e constam da supramencionada Nota Técnica (disponível na internet);
- Conclusão dos estudos de definição do método a ser estabelecido para a base de remuneração, com incorporação nos aspectos definidos na Nota Técnica.

16.6 Contratos de Concessão dos Serviços de Energia Elétrica

16.6.1 Resumo

Atualmente existem concessões de serviços públicos de energia elétrica sendo exploradas por concessionário sem contrato celebrado com o Poder Concedente. Não existem determinações legais que obriguem esta ação.

Assim sendo, torna-se necessário que sejam estabelecidas formas que levem a celebração de todos os contratos de concessão, regularizando o quadro setorial, quanto às responsabilidades e obrigações dos agentes de energia elétrica. Este aspecto abrange algumas distribuidoras e as geradoras federais.

16.6.2 Sugestões

A Proposta, neste caso, seria a inclusão de novo parágrafo no art. 4o da Lei 9.074/95, impedindo o acesso a reajustes tarifários ou até a declaração de caducidade das concessões envolvidas, para os concessionários sem contratos, após data limite estabelecida para este cumprimento.

17 PODER DE MERCADO E DEFESA DA CONCORRÊNCIA

Este tema divide-se, a rigor, em três questões:

- auto-contratação;
- a posse de ativos de rede (transmissão e distribuição) por usuários da mesma rede (geração);
- defesa da concorrência frente à presença continuada no Setor de grandes empresas públicas.

Destas, a terceira questão foi tratada no capítulo 9 (Empresas Públicas).

17.1 Auto-Contratação

17.1.1 Resumo

Um problema que pode limitar a introdução da competição na geração é o fato de que as empresas concessionárias de distribuição podem comprar energia de empresas a elas associadas e vendê-la a seus consumidores. Duas distorções podem resultar desta autocontratação:

- Os produtores independentes, sem interesse na distribuição, teriam seu mercado diminuído, ou mesmo eliminado, pela criação, por parte dos grupos com participação na distribuição, de verdadeiros feudos para o mercado de energia. Isto diminuiria ou eliminando a competição neste segmento;
- O risco de uma sobre-oferta de energia aumentaria, pois se toda, ou quase toda, energia consumida pelas distribuidoras fosse originária de auto-contratação, pouco espaço sobriaria para a energia existente ou aquela que está sendo desenvolvida por produtores independentes genuínos.

A Resolução ANEEL No. 278, de 19 de junho de 2000 estabelece que:

Art. 7º. No âmbito do sistema interligado nacional, uma empresa concessionária ou permissionária de distribuição somente poderá adquirir energia elétrica de empresas a ela vinculadas ou destinar energia por ela mesma produzida para atendimento de seus consumidores cativos até o limite de 30% (trinta por cento) da energia comercializada com esses consumidores.

§ 1º. O disposto neste artigo não se aplica aos montantes de energia associados aos contratos iniciais, bem como à energia proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, de fontes alternativas de geração e de centrais cogeneradoras qualificadas, assim definidas pela ANEEL.

§ 2º. A limitação de auto-suprimento de que trata este artigo não se aplica às concessionárias e permissionárias de distribuição com energia distribuída até 300 GWh/ano.

§ 3. Até 2012, o montante de energia elétrica produzido por usinas termelétricas que iniciem sua operação em 2001 ou 2002 não será considerado no limite de auto-suprimento das empresas de distribuição de que trata este artigo.

§ Até 2012, o montante de energia elétrica produzido por usinas hidrelétricas cujo início de operação, conforme atos específicos de outorga da ANEEL, ocorra após 31 de dezembro de 2002 e que seja antecipado para 2001 ou 2002, não será considerado no limite de auto-suprimento das empresas de distribuição de que trata este artigo.

É preciso lembrar ainda que as empresas nas regiões Sudeste Centro-Oeste e Sul possuem contratos compulsórios de longo prazo com Itaipu, o que diminui ainda mais o seu espaço de contratação. Itaipu representa cerca de 20% de seu consumo.

Em uma análise preliminar, a conjugação do limite de 30%, as diversas exceções a esta regra e o porte do parque gerador existente limitam a participação dos produtores independentes, não associados às distribuidoras.

17.1.2 Proposta

Propõe-se uma reanálise da questão do estabelecimento dos limites de autocontratação para atendimento a consumidores livres e cativos, alterando-os caso se confirme a conclusão de que eles são obstáculos para a criação de um mercado competitivo no segmento de geração.

17.2 A Questão da Desverticalização

17.2.1 Introdução

Como mencionado no capítulo 3, um dos objetivos da reforma do setor é o de promover a desverticalização das atividades do setor, como forma de estimular a competição. Esta desverticalização possui dois aspectos:

- *limite à participação cruzada*, que consiste na proibição de que um grupo empresarial possua participação em empresas que exerçam atividades diferentes; exemplificando, um grupo empresarial com participação em empresas de geração não poderia possuir participação em empresas de distribuição.
- *desverticalização empresarial*, entendida como a proibição de que uma empresa exerça simultaneamente atividades caracterizadas como serviço público e atividades competitivas, o qual torna a fiscalização da ANEEL mais efetiva e transparente;

17.2.2 Limite à Participação Cruzada Geração × Distribuição × Comercialização

A legislação atual do setor não proíbe a participação cruzada dos grupos empresariais nas atividades de geração, distribuição e comercialização; é limitada apenas sua participação percentual nestes segmentos, como forma de coibir o poder de mercado. Esta regulação é considerada satisfatória na sua concepção básica, sendo que seu aperfeiçoamento, que no momento não é considerado prioritário, consistiria em reanalisar a forma de determinação dos limites de participação dos grupos

empresariais em cada segmento. Esta questão está contemplada na agenda para o futuro deste relatório.

17.2.3 Limite à Participação Cruzada Geração × Transmissão

Empresas que possuem consideráveis ativos de geração e de transmissão têm grande poder de proteger sua geração própria criando dificuldades para seus concorrentes na atividade de geração, os quais são obrigados a se conectar às suas redes. Além disto, os contratos de conexão às redes de transmissão e de distribuição são hoje livremente negociados entre as partes. Isto tem gerado reclamações por parte dos candidatos ao acesso em relação às condições impostas pelos proprietários destas redes.

Conclui-se que a neutralidade na operação e expansão das redes de transmissão em relação aos agentes de geração e consumo é fundamental para a existência de um mercado competitivo na geração.

Uma forma de garantir esta neutralidade é impedir ou limitar severamente a participação no segmento de transmissão de grupos com grandes interesses nos demais segmentos. Isto passa necessariamente pela reestruturação das empresas verticalizadas, com as empresas de geração e transmissão sendo controladas por grupos empresariais distintos.

No projeto de reformulação institucional do setor elétrico, este problema será resolvido pela privatização do segmento de geração destas empresas, o que fará com que a Eletrobrás se torne proprietária de ativos exclusivamente dedicados à transmissão. Esta privatização deverá ser feita sem a participação de grupos empresariais com interesse significativos em outros segmentos.

Recentemente o CND aprovou a seguinte reestruturação das empresas federais de geração e transmissão:

- Furnas: duas empresas, uma de geração e outra de transmissão, sendo que a empresa de geração seria controlada diretamente pelo Tesouro Nacional e a de transmissão permaneceria como subsidiária da Eletrobrás;
- Chesf: três empresas, duas de geração e uma de transmissão. Uma das empresas de geração (Cia. de Energia e Desenvolvimento Hídrico do Nordeste), com 7700 MW de capacidade, numa primeira etapa será controlada da Eletrobrás; passando depois para o Tesouro; a segunda, Chesf Xingó, com capacidade de 3000 MW, permanece controlada da Eletrobrás; a empresa de transmissão também continua na Eletrobrás;
- Eletronorte: duas empresas, uma de geração e outra de transmissão, que permaneceriam como subsidiárias da Eletrobrás.

A única questão com relação a esta decisão seria a permanência de empresas de geração e transmissão dentro da Eletrobrás, o qual não garantiria formalmente a

neutralidade das empresas de transmissão. Uma possível solução para este problema transferir para o Tesouro⁶⁵.

Uma vez adotada esta solução, duas outras providências poderiam ser encaminhadas:

- Regulação, por parte da ANEEL, da limitação da participação nos outros segmentos do setor elétrico de grupos empresariais que detenham participação significativa na transmissão;
- Analisar a estrutura empresarial das empresas federais de transmissão com vista à conveniência de reduzir seu número.

17.2.4 Desverticalização Empresarial

Os problemas da desverticalização empresarial, além daqueles associados à transmissão e que foram tratados no item anterior, são os seguintes:

- no momento, as distribuidoras são autorizadas a atuar na comercialização junto a consumidores livres;
- algumas distribuidoras ainda possuem ativos de geração;
- nem todas as concessionárias estaduais foram desverticalizadas, possuindo ativos de geração, transmissão e distribuição, o que está em contradição com os seus contratos de concessão.

A solução destes problemas está contemplada nas propostas que estão apresentadas a seguir. Note-se que a questão de posse de ativos de geração pelas distribuidoras não é objeto de nenhuma proposta, pois a potência total destes ativos é relativamente pequena, não constituindo em problema que mereça uma correção imediata. Sugere-se que este problema seja levado para a agenda do futuro.

17.2.5 Propostas

- Com relação às empresas federais, ver item 17.2.3;
- Proibir a atividade de comercialização junto aos consumidores livres por parte das distribuidoras, permitindo, entretanto, que os seus controladores constituam empresas dedicadas a esta atividade, desde que estas não sejam subsidiárias das distribuidoras;
- Assegurar que todas as concessionárias estaduais cumpram sejam desverticalização;
- Regulação, por parte da ANEEL, da limitação à participação nas outras atividades do setor por parte dos detentores de ativos de transmissão; o Tesouro Nacional seria explicitamente dispensado de cumprir o que vier a ser estabelecido.

⁶⁵ Embora o Tesouro Nacional, como proprietário da Eletrobrás, seja formalmente dono de ativos de geração e transmissão, não haveria dúvidas por parte dos agentes que o mesmo manteria a neutralidade necessária.

17.3 Controle Acionário de atividades competitivas por Empresas de Serviço Público

17.3.1 Resumo

Uma das características do atual modelo setorial é a presença, ao mesmo tempo, de empresas que são concessionárias de serviço público – portanto, com tarifas reguladas e com direito ao equilíbrio econômico-financeiro – e produtores independentes e comercializadores – que praticam preços e não tarifas, não tendo a prerrogativa do equilíbrio econômico-financeiro. Tem-se observado, todavia, que, por não haver qualquer proibição legal, alguns produtores independentes têm no seu controle acionário empresas de serviço público, o que pode distorcer, em grande medida, o princípio da avaliação e alocação dos riscos do negócio por parte do agente não regulado. Nestas situações, parte do capital seria regulada e parte não, tornando bastante vulnerável o arranjo regulatório ao uso de informações assimétricas, tendo em vista que haveria a possibilidade de que os agentes procurassem alocar parcela desproporcional dos custos para o agente de serviço público, prejudicando o consumidor cativo.

Neste caso deverá ser vedada a vinculação de atividades de natureza competitiva (geração e comercialização) a empresas concessionárias de serviço público, detentoras do direito ao equilíbrio econômico-financeiro. Com isto, evitar-se-á que se aproprie indevidamente custos da atividade competitiva no âmbito da regulada, que é uma das práticas mais predatórias de subsídios cruzados.

17.3.2 Sugestões

- Propõe-se a instituição, em instrumento legal, da vedação expressa do exercício de atividades de natureza competitiva por concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição e transmissão de energia elétrica (reguladas com prática exclusiva de serviço por tarifa);
- As empresas em desacordo com esta determinação (casos já existentes) deverão, no prazo de um ano, contado a partir da publicação do instrumento legal, adequar-se, sob pena da imediata declaração de caducidade das outorgas das atividades competitivas envolvidas.

18 ACORDO GERAL DO SETOR

Com o evento do racionamento, inúmeras controvérsias surgiram entre os agentes, em especial quanto à forma de aplicação de determinadas cláusulas contratuais e entre as concessionárias geradoras e distribuidoras e o poder concedente sobre o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e a recomposição de receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

Após seis meses de discussão com as concessionárias foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico, e editada a Medida Provisória no 14, de 21 de dezembro de 2001. O princípio que norteou este acordo foi a repartição equânime dos prejuízos comprovados, possibilitando o funcionamento do Setor Elétrico e a continuidade de investimentos nesse setor, dos quais depende o desenvolvimento do País. Controvérsias jurídicas e aumentos tarifários muito superiores estão sendo evitadas com a edição da Medida Provisória no 14, o que constitui inequívoco benefício ao consumidor brasileiro.

Participaram das negociações para assinatura do Acordo as duas principais entidades de representação dos agentes do setor, a saber: ABRAGE (Associação Brasileira das Grandes Geradoras de Energia Elétrica) e ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

A não-celebração do Acordo poderia implicar diversas conseqüências danosas para o setor, bem como para a economia do país como um todo. Algumas das prováveis conseqüências para o setor, caso o Acordo não tivesse sido celebrado teriam sido:

- Paralisia geral do setor (cerca de 80 empresas de geração e/ou distribuição) e não realização de investimentos, não havendo um aumento da oferta em acompanhamento ao aumento da demanda que deve ocorrer nos próximos anos;
- Evitar a generalização da crise de inadimplência do setor;
- Destruir o setor e evitar a paralisação dos investimentos anunciados;
- Encaminhamento do assunto à Justiça, com batalhas jurídicas prolongadas, riscos elevados de decisões não uniformes, dificultando o desenvolvimento do setor;
- Em conseqüência, as compensações para as empresas seriam também não uniformes e com alta probabilidade de serem substancialmente mais elevadas;
- Os reajustes tarifários para os consumidores, em razão da cláusula contratual que garante o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, poderiam ser muito superiores.

Os seguintes princípios nortearam a recomposição tarifária extraordinária concedida aos agentes por meio da edição da Medida Provisória no 14, de 2001:

- A recomposição tarifária extraordinária não alcança as hipóteses de caso fortuito, força maior e riscos inerentes à atividade econômica e ao respectivo mercado (art. 28 da Medida Provisória nº 2.198-5, de 2001);

- A referida recomposição deve promover a eliminação de eventuais controvérsias jurídicas atuais, relativas aos temas tratados no Termo de Adesão, e eliminar sua reprodução futura;
- As concessionárias distribuidoras e as geradoras não reivindicarão umas às outras nem ao poder concedente, relativamente ao período compreendido entre junho de 2001, inclusive, e a data final do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, quaisquer valores relativos às sobras de contratos iniciais e equivalentes ou referentes a ressarcimento pela redução na geração do MRE (produzindo o seguinte efeito prático: “contratos iniciais + alocada de Itaipu + alocada de geração própria = carga”, observado o limite do contrato inicial);
- As concessionárias distribuidoras não reivindicarão, junto ao poder concedente ou às esferas judiciais, qualquer tipo de ressarcimento relativo a receitas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;
- Para eliminação de reprodução de controvérsia relativa à recompra de sobras de contratos iniciais e equivalentes (inclusive ao denominado Acordo de Recompra), à energia livre e à aplicação do Anexo V, haverá de ser firmado por geradoras e distribuidoras, como condição necessária para a homologação pela ANEEL do montante referente à recomposição tarifária extraordinária da receita no racionamento, aditivo aos Contratos Iniciais (e contratos celebrados antes da edição do Decreto 2655/98 que produzam efeito equivalente ao dos Contratos Iniciais) que incluirá um substitutivo ao atual Anexo V;
- Os Contratos Iniciais e equivalentes serão aditados para contemplar uma fórmula compulsória de solução das controvérsias, para que a ANEEL instaure *ex officio*, caso as partes não o façam em prazo determinado, os mecanismos de Solução de Controvérsias existentes, sem prejuízo da atuação subsidiária da ANEEL na arbitragem de controvérsias;
- A referida recomposição deve ser tópica, fundar-se em autorização legislativa específica e inviabilizar sua extensão a hipóteses de mera racionalização do consumo de energia elétrica ou de outros fenômenos quaisquer de redução do consumo de energia elétrica;
- A eventual redução de custos durante o período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica não declarada pelos interessados será abatida da recomposição das receitas;
- É necessário um processo de conferência de dados, que deverá ser realizado pela ANEEL no prazo de 15 (quinze) dias contados da protocolização dos pedidos de recomposição tarifária extraordinária e, após esse prazo, uma possibilidade adicional de verificação destinada à checagem dos custos;
- As contas e os dados devem ser passíveis de conferência pelos órgãos de controle competentes, bem como de ampla divulgação e documentação;
- A referida recomposição está condicionada à adesão da maioria qualificada das distribuidoras e geradoras, sujeitas aos contratos iniciais e equivalentes, e deve ensejar a formalização de acordos ou transações – atos anteriores à homologação da recomposição;
- Até a data de homologação pela ANEEL da referida recomposição tarifária extraordinária da receita no racionamento, os interessados terão formalizado a

plena quitação, a desistência e a renúncia de qualquer pleito judicial e/ou extrajudicial relativo ao racionamento e aos custos não gerenciáveis;

- O eventual saldo positivo da conta especial relativa à tarifa especial e ao bônus será integralmente compensado nas tarifas;
- Os procedimentos necessários à implementação dos termos deste documento, em especial junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, serão estabelecidos pela ANEEL;
- As atividades de distribuição das geradoras receberão o mesmo tratamento dispensado às distribuidoras;
- As distribuidoras e geradoras não reivindicarão umas às outras, nem junto ao poder concedente, recomposição de custos nem de equilíbrio econômico-financeiro relativo quer à recompra quer à exposição a energia livre nos itens concernentes ao Acordo;
- As distribuidoras e as geradoras, sem prejuízo das demais obrigações e declarações previstas, reconhecem que nenhuma cláusula, ato ou circunstância ora acordados constituem causa de desequilíbrio econômico-financeiro e renunciam a qualquer pleito judicial e/ou extrajudicial de revisão tarifária fundado nos fatos e normas relacionados ao Acordo;
- As concessionárias distribuidoras e as geradoras se comprometem a continuar atuando em favor da máxima eficácia do modelo do setor elétrico, inclusive no que toca ao funcionamento das suas instituições, em especial o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, e da realização dos investimentos necessários à expansão e à qualidade do atendimento, nos termos dos seus respectivos contratos de concessão.

18.1 Critérios para a Recomposição Tarifária Extraordinária

Para medir a redução de receita ocorrida no racionamento, o Comitê de Revitalização comparou a receita obtida pelas distribuidoras em racionamento com a estimativa da receita que as distribuidoras teriam sem a ocorrência do racionamento. Para realizar tal cálculo, o Comitê estimou os valores de carga e de tarifa para os meses subsequentes do ano.

Para a obtenção da carga esperada, foi feito um cálculo global para o setor, que considerou carga do mês de referência de 2000 multiplicada pela taxa de crescimento esperada para o consumo de energia de junho a dezembro de 2001. Com base em estimativas de crescimento do PIB e de elasticidade PIB x consumo de energia, o Comitê estabeleceu a taxa de crescimento da carga em 2,15% em relação à carga do mês de referência de 2000. Os montantes de energia dos Contratos Iniciais e seus equivalentes foram tomados como índices para distribuição proporcional da carga estimada entre as distribuidoras.

Para estimativa da tarifa média por distribuidora, foi utilizada como base a tarifa média calculada pelo IRT de 2000 reajustada pelo IRT de 2001 nos meses de reajuste tarifário anual.

Para as geradoras, a recomposição da redução de receita se materializou na exigência de que as distribuidoras pagassem os valores integrais dos Contratos Iniciais (mesmo sem terem consumido integralmente a energia) sujeitos apenas a uma redução proporcional àquela aplicada às próprias distribuidoras.

Alguns elementos adicionais encontram-se dispostos na Medida Provisória no 14, de 2001, no que diz respeito à recomposição tarifária extraordinária:

- A homologação da recomposição far-se-á somente após o exame dos dados necessários à aplicação da metodologia de cálculo de recomposição tarifária;
- As transações, a desistência de ações judiciais, a renúncia a pretensão direito, a quitação e os termos aditivos serão formalizados em momento anterior à primeira homologação da recomposição tarifária extraordinária;
- É condição de eficácia para a recomposição a adesão da maioria qualificada das distribuidoras e geradoras sujeitas aos Contratos Iniciais e equivalentes;
- O repasse para a tarifa está sujeito a limites de modicidade tarifária e será distribuído ao longo de período flexível.

Ao longo de mais de seis meses de negociação, o resultado do Acordo, estimado a seguir, explicita o compartilhamento dos ônus entre os agentes:

Geradoras	Perdas segundo as Geradoras (R\$ bi)	Estimativa do Acordo (R\$ bi)
Redução de receita	0,8	0,7
Exposição devido à Energia Livre	3,3	2,0
Custos não-gerenciáveis	0,9	0,0
Total	5,0	2,7

Distribuidoras	Perdas segundo as Distribuidoras (R\$ bi)	Estimativa do Acordo (R\$ bi)
Anexo V / Redução de receita (<i>líquida: inclui dimin. despesa</i>)	6,1	3,3
Custos não-gerenciáveis	4,6	1,3
Total	10,7	4,6

18.2 Anexo V vs. Acordo de Recompra

A dúvida quanto à aplicação do Anexo V dos Contratos Iniciais, ou a aplicação do denominado Acordo de Recompra foi uma das grandes controvérsias contratuais solucionadas com o Acordo Geral do Setor.

O Anexo V dos Contratos Iniciais é um mecanismo de redução da energia contratada em situação hidrológica crítica, e implica um ajuste de compromissos contratuais entre geradoras e distribuidoras. Este mecanismo aplica-se nas ocasiões em que se verificarem as duas condições a seguir: (i) quando o total da energia gerada for menor do que a energia assegurada e (ii) quando o PMAE for maior do que o PLMAE

(indicador presente no contrato). Aplicando-se o Anexo V, a exposição das geradoras ao não atendimento do contrato é paga aos distribuidores ao preço do MAE (esse pagamento é chamado de “recompra”).

O denominado Acordo de Recompra é um acordo multilateral entre geradoras e distribuidoras. Este acordo estabelece que, quando a carga do sistema for inferior ao somatório dos Contratos Iniciais, as distribuidoras acumulam direito de crédito de energia, para utilização futura. Aplicando-se o Acordo de Recompra, a exposição das geradoras é paga com energia, até 31.12.2002, diferentemente da situação de aplicação do Anexo V, por meio da qual a exposição é paga ao preço do MAE.

Os seguintes termos foram acordados entre os agentes:

a) Para os períodos e regiões sem racionamento

Geradores vendedores dos contratos iniciais e equivalentes pagam à vista 60% das exposições líquidas positivas dos distribuidores no MAE, relativas aos contratos iniciais e equivalentes, calculadas com a aplicação do Anexo V e sem a aplicação do denominado Acordo de Recompra. Quando não couber a aplicação do Anexo V este pagamento dar-se-á pelo PMAE sem Acordo de Recompra. Em ambos os casos não caberá repasse algum para o consumidor. Este mecanismo terá validade até a introdução do mecanismo substitutivo correspondente.

A eventual exposição das distribuidoras nos períodos ou nas regiões sem racionamento, decorrente da aplicação do Anexo V, será repassada às tarifas de fornecimento mediante pedido expresso e comprovação de tal exposição pelos distribuidores.

Nas regiões sem racionamento, entre a data de introdução do mecanismo substitutivo ao Anexo V e 31.12.2002, a recompra será paga pelos geradores valorada a R\$ 73,39 por MWh.

b) Para os períodos e regiões sob racionamento

Não haverá recompra nas regiões e nos períodos sob racionamento, sendo os créditos decorrentes das sobras líquidas de contratos iniciais e equivalentes repartidos entre todos os geradores sujeitos a Contratos Iniciais e equivalentes a preço nulo.

c) Para o período compreendido entre o fim do racionamento e 31.12.2002

A recompra será paga pelos geradores aos distribuidores valorada a R\$ 73,39 por MWh.

d) Para o período após 01.01.2003

Não haverá mecanismo algum de aplicação geral, firmado por meio do presente acordo, de limitação da exposição dos geradores sujeitos a contratos iniciais e equivalentes

18.3 Exposição das geradoras hidrelétricas causada pela entrada de energia livre no sistema

A definição do tratamento a ser dado à exposição das geradoras à entrada de energia livre no sistema também constituía uma grande controvérsia, igualmente solucionada com a edição da Medida Provisória no 14, de 2001.

Ao longo do ano de 2001, o aumento dos preços no mercado levou ao acionamento de toda a geração não contratada do sistema, que passou a ser comercializada no MAE. A esta energia, atribui-se o nome de “energia livre”. A entrada em operação das usinas térmicas não contratadas desloca as usinas hidrelétricas, aumentando a exposição das mesmas aos contratos com as distribuidoras. A forma de tratar uma eventual exposição excessiva causada pela entrada de energia livre no sistema foi tratada no Acordo Geral do Setor.

Os seguintes termos foram acordados entre os agentes:

a) Para o período anterior ao racionamento

Geradores efetuarão pagamento integral da energia livre a eles alocada valorada ao PMAE.

b) Para o período do racionamento

Geradores efetuarão pagamento integral da energia livre a eles alocada valorada ao PMAE. Distribuidores com recomposição tarifária extraordinária pagarão aos geradores o montante da energia livre valorado pela diferença entre PMAE e o valor de R\$ 49,26 por MWh, equivalente à média ponderada nacional das tarifas dos contratos iniciais do sistema interligado vigentes em 30.12.2001. Este pagamento será por meio de acordo de reembolso de pagamento de energia livre, a ser quitado com recebíveis provenientes da parcela de recomposição tarifária extraordinária especificamente destinada a tal reembolso em período flexível, de forma a garantir, além do pagamento, a cobertura dos ônus tributários e de inadimplência.

c) Para o período compreendido entre o fim do racionamento e 31.12.2002

Geradores se responsabilizam pelo pagamento da energia livre a eles alocada, limitado ao montante da energia livre valorado a 49,26 R\$/MWh. As distribuidoras pagam o montante de energia livre valorado pela diferença entre PMAE e o valor de 49,26 R\$/MWh, sendo os recursos para este pagamento provenientes de adicional tarifário específico, de forma a garantir, além do pagamento, a cobertura dos ônus tributários e de inadimplência.

18.4 Custos não-gerenciáveis

Os Contratos de Concessão das distribuidoras asseguram repasse de custos não-gerenciáveis para as tarifas, através da chamada “Parcela A”, constante da fórmula de reajuste tarifário.

Nos últimos anos, algumas concessionárias de distribuição discordaram do tratamento dado pela ANEEL à questão do repasse de custos não-gerenciáveis para as tarifas. Esta controvérsia originou diversas ações judiciais e processos administrativos.

O Comitê de Revitalização julgou fundamental estabelecer uma nova base legal e regulatória, para assegurar o repasse intra-ano dos custos não-gerenciáveis.

No âmbito dos trabalhos do Comitê de Revitalização, foi estabelecida a Medida Provisória no 2.227, de 4 de setembro de 2001, e a Portaria Interministerial MME/MF nº 296, de 25.10.2001, criando um mecanismo de repasse dos custos intra-ano. Desta forma, as variações de custos não-gerenciáveis, sejam elas para mais ou para menos, durante o ano, serão compensadas no reajuste tarifário do ano seguinte, mecanismo considerado durante o exercício de 2001, com incidência de remuneração financeira nos termos da Portaria. Fez parte do Acordo a ressalva de que tais custos serão compensados por meio de mecanismo assecuratório da modicidade tarifária, sendo seu efeito extensível por mais de um ano.

No âmbito do Acordo, os distribuidores renunciaram a qualquer eventual direito, pretensão e/ou pleito judicial ou extrajudicial relativo aos custos incluídos naquela Portaria, ocorridos desde a data de assinatura do contrato de concessão até 26.10.2001. Além disso, com a aplicação das Medidas Provisórias nos 2.227 e 14, ambas de 2001, as distribuidoras comprometeram-se a não reivindicar revisão extraordinária relativa a fatos ocorridos desde o início da concessão até 31.12.2001. Essa regra aplica-se a todas as distribuidoras, independentemente da região em que se situem.

18.5 Aumento tarifário

Seguindo a Medida Provisória no 14, de 2001, e Resolução no 91 da GCE, de 21 de dezembro de 2001, a ANEEL determinou a aplicação da recomposição tarifária extraordinária resultante do Acordo Geral. Esta recomposição implicou na aplicação dos índices de 2,9% para os consumidores das classes Residencial – B1 e Rural – B2; bem como na aplicação do índice de 7,9% para os demais consumidores. Para os consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda não foi aplicado qualquer aumento.

A recomposição tarifária extraordinária vigorará pelo período necessário à compensação do montante apurado pela ANEEL na forma da metodologia descrita. A recomposição estará ainda sujeita a homologação pela ANEEL, observando um cronograma específico.

Cumprir destacar que as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior, os riscos inerentes à atividade econômica e ao respectivo mercado serão suportados, com exclusividade, pelas concessionárias geradoras e distribuidoras de energia elétrica e já se encontram descontados do montante a recompor.

18.6 Financiamento do BNDES

No âmbito do Acordo Geral, será facultada a solicitação de empréstimo do BNDES, ou operação financeira equivalente, para todas as empresas geradoras e distribuidoras,

no valor de 90% do montante da recomposição tarifária extraordinária e do montante estipulado no acordo de reembolso de pagamento da energia livre firmado entre geradores e distribuidores.

A utilização de qualquer parcela de recursos do financiamento do BNDES, ou operação financeira equivalente, está condicionada ao adimplemento das obrigações financeiras junto a instituições, órgãos, empresas e entidades do setor elétrico e do setor público. Na medida em que os recursos forem sendo liberados, o saldo a pagar, pela distribuidora financiada, às geradoras, relativo ao pagamento dos contratos iniciais e equivalentes do mesmo período de referência a que se refere a liberação, deverá ser apurado e pago com os recursos provenientes da liberação correspondente. Os encargos financeiros decorrentes do financiamento do BNDES, ou operação financeira equivalente, serão equivalentes àqueles incidentes sobre a recomposição tarifária extraordinária.

A concessão do empréstimo pelo BNDES possibilitou uma grande redução dos índices de recomposição tarifária extraordinária. A figura abaixo ilustra o impacto que teria ocorrido nas tarifas dos consumidores residenciais, caso na Medida Provisória no 14, de 2001, não houvesse sido prevista a concessão do empréstimo do BNDES. Neste caso, o montante integral da redução de receita deveria ser recuperado pelos agentes em um prazo de aproximadamente 16 meses. O empréstimo possibilitou que a recomposição fosse feita em um prazo de aproximadamente 36 meses, reduzindo o índice a ser aplicado às tarifas dos consumidores residenciais de 6,8% para 2,9%.

	Percentual (para classe residencial)	Duração
Pedido pelo setor para cobrir as perdas por eles apontadas	18,0% (aprox.)	16 meses
Para cobrir os <u>valores finalmente acordados</u>, no <u>período</u> por eles solicitados	6,8%	16 meses
Para cobrir os <u>valores finalmente acordados</u>, combinado com <u>empréstimo do BNDES</u>	2,9% (*)	36 meses (aprox.)

(*) Para os consumidores residenciais e rurais. Para os demais, 7,9%

19 TEMAS ADICIONAIS EM ANÁLISE

Apresenta-se a seguir um conjunto de temas em análise pelo Comitê de Revitalização, e que serão detalhados no próximo relatório de progresso.

19.1 Oferta de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

O mercado de energia elétrica dos sistemas isolados corresponde a aproximadamente 2% do mercado global do país, atendido basicamente através de parques geradores térmicos de baixa eficiência e custos elevados. Além disto, tem-se buscado a manutenção de mecanismos que perpetuam o atendimento num ambiente regulado, onde o Estado, através de suas empresas, continue prestando os serviços de energia elétrica, onde se inclui a extensão temporal da CCC.

Os aspectos da reestruturação setorial foram estabelecidos com aplicação específica no sistema interligado, não abrangendo dos sistemas isolados. Isto resulta em restrições de entrada de novos agentes (produtores independentes) e de capital privado, dificultando o incremento da oferta de energia requerida e a redução dos preços. A expansão da oferta é induzida apenas por incentivos a fontes alternativas e projetos de substituição de geração que utilizam derivados de petróleo.

Está sendo analisada a adequação do modelo setorial a estes sistemas, com ênfase do aumento da eficiência e redução dos custos da CCC.

19.2 Tarifa de suprimento às Permissionárias (Cooperativas)

De acordo com o art. 10 da Lei 9.648/98 passa ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observado o período de transição (contratos iniciais). De forma geral esta disposição se aplica a todos os concessionários e permissionários, independente de porte, à exceção da energia produzida pela Itaipu e pela Eletronuclear (§ 3º).

Entretanto, as cooperativas de eletrificação rural que serão transformadas em permissionárias de serviço público, detinham condições especiais de suprimento / fornecimento de energia elétrica antes da reestruturação, que dificilmente poderão ser traduzidas nos contratos iniciais (tarifa de geração + encargos de T e D). Da mesma forma, após a liberação dos contratos iniciais, a exposição destas concessionárias e permissionárias ao mercado competitivo na compra de energia elétrica poderá leva-las a inviabilidade econômico-financeira, pelo impacto do preço ofertado e/ou pela necessidade de aumento significativo nas suas tarifas aos seus consumidores.

Na Resolução específica da ANEEL sobre o tema, onde se estabeleceu os requisitos para o enquadramento das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias, já se previu a necessidade de mecanismos compensatórios, que pudessem dar condições adequadas ao exercício de suas atividades, no interesse do serviço público de energia elétrica. Assim sendo, no ambiente competitivo será necessário criar mecanismo, via tarifa regulada, que estabeleça condições para o suprimento de energia elétrica aos prestadores de serviço público citados, retirando-os do mercado e desobrigando-os da celebração dos contratos iniciais.

19.3 Taxa de Iluminação Pública

Este tema trata da cobrança da taxa de iluminação pública pelos municípios para fazer face à implantação, operação, manutenção, consumo de energia elétrica e expansão desse serviço público fundamental para os municípios. Esse serviço é uma competência dos municípios, abrangida pelo art. 30, inciso V, da Constituição Federal, que não se confunde com os Serviços de Energia Elétrica de competência da União, nos termos do art. 21, inciso XII, alínea b da Constituição.

Sendo, pois, a Iluminação Pública um serviço da alçada de cada município, as condições de sua prestação e custeio são definidas em Lei Municipal, aprovada pela Câmara de Vereadores e sancionada pelo Chefe do Executivo. A partir dos anos 1980, passaram os municípios a editar leis que instituíam uma taxa para cobertura da prestação do citado serviço, conhecida por Taxa de Iluminação Pública – TIP.

Portanto, fica evidenciado que não se trata de tema objeto de regulação da ANEEL. A Agência atua na relação entre as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e as prefeituras definindo, por exemplo, as tarifas a serem cobradas para esse serviço, não interferindo na relação entre a prefeitura e a comunidade local. Recentemente, a ANEEL, por meio da Resolução 456/2000, ampliou o conceito de iluminação pública estendendo-o a iluminação de monumentos e fachadas, bem como permitiu as prefeituras firmarem contratos com as concessionárias para a prestação do serviço respeitadas as tarifas homologadas para tal fim.

Mesmo com esse quadro definido, a cobrança da TIP pelos municípios vem sendo questionada pelo Ministério Público na Justiça que a tem considerado inconstitucional, sob o argumento de que tal tributo não observa os requisitos de especificidade e divisibilidade, a que se refere o art. 145, inciso II, da Carta Magna.

Esse fato tem causado inadimplência das prefeituras junto às distribuidoras de energia elétrica e prejudicada a expansão dos serviços de iluminação pública, com prejuízo aos municípios, repercutindo negativamente na segurança pública local cuja discussão está na ordem do dia. Estão sendo analisadas soluções estruturais para o custeio e expansão destes serviços.

19.4 Atribuição de Responsabilidades e Penalidades aos Administradores

Uma das principais dificuldades da gestão da eficiência no âmbito de setores cuja reforma aconteceu recentemente, como o setor elétrico, consiste na inexistência de instrumentos regulatórios que afetem também a figura do administrador. Estão sendo analisadas alternativas de atribuição de responsabilidades e penalidades para o dirigente que cometa determinados tipos de infração, a exemplo do que acontece nas bolsas de valores.

19.5 Comercialização da Energia de Itaipu e Nucleares

De acordo com o § 3º do art. 10 da Lei 9.648/98, a energia elétrica gerada por Itaipu e usinas da Eletronuclear está fora da livre negociação para compra e venda, ou seja, do Mercado Atacadista de Energia.

Há necessidade de estabelecer a continuidade da colocação desta energia no mercado após os contratos iniciais e o encerramento dos contratos de compra da energia de Itaipu, eliminando interferências e influências no mercado competitivo.

19.6 Mercado de Gás Natural

A geração térmica a gás natural é um dos pilares para o desenvolvimento do mercado competitivo de geração. Torna-se portanto essencial uma análise aprofundada das inter-relações dos mercados de gás e eletricidade. Entre os temas que estão sendo analisados, inclui-se:

- flexibilização dos contratos de “take or pay” para permitir um melhor aproveitamento da capacidade de produção hidrelétrica em períodos de hidrologia favorável;
- compatibilização dos sinais locacionais dos gasodutos e tarifas nodais de transmissão;
- oportunidades de flexibilização de contratos com transferência para indústria, uso de combustíveis alternativos em térmicas de ciclo aberto e outras medidas;
- criação de mercados secundários de gás;
- integração das atividades de comercialização de gás e eletricidade;
- compatibilização tributária.

19.7 Tarifas Horo-Sazonais para Consumidores do Grupo B

Um dos instrumentos mais importantes para a promoção de eficiência no uso de energia é a aderência entre tarifas e custos reais do serviço. A tarifa atual dos consumidores de baixa tensão (grupo B) somente reflete o consumo de energia (MWh), independentemente da hora do dia ou do custo da mesma no mercado. Isto leva, por exemplo, a consumos na hora da ponta, onde as perdas são maiores, que poderiam ser transferidos se houvesse o sinal adequado.

Uma dificuldade conhecida para a implantação de sinais econômicos mais precisos é a necessidade de instalar medidores mais sofisticados, o que acarreta em custos para os consumidores. Está sendo analisada a possibilidade de inserção gradual destes instrumentos, por exemplo com a instalação para consumidores interessados em arcar com estes custos.

19.8 Reavaliação dos Níveis de Segurança/Confiabilidade do Sistema

A confiabilidade de suprimento de energia aos consumidores tem duas componentes principais: a energética, associada basicamente à disponibilidade de água nos reservatórios e à existência de uma capacidade estrutural de suprimento; e a elétrica, associada à capacidade de transporte desta energia pelo sistema de transmissão até os consumidor final.

As crises de suprimento energético têm como consequência os racionamentos, que são eventos de longa duração – de semanas a vários meses. Dado que o racionamento está associado ao desestoque de energia, é possível haver alguma preparação para o mesmo, como foi o caso das medidas adotadas durante o ano de 2001.

Em contraste, as falhas severas no suprimento elétrico resultam em “apagões”, que são de duração relativamente curta – de minutos a várias horas. Entretanto, estas falhas ocorrem intempestivamente, levando a interrupções em questão de segundos, o que traz um impacto muito negativo para as atividades da sociedade e segurança pública.

As atividades do Comitê de Revitalização até o presente relatório se concentraram no aspecto de confiabilidade energética. Em função da interrupção elétrica do dia 21 de janeiro de 2001, a GCE criou um grupo de trabalho específico para avaliar o problema ocorrido, analisar a confiabilidade de atendimento elétrico e propor medidas corretivas. Em função dos resultados deste grupo de trabalho, poderão ser incorporados ou ampliados temas para análise do Comitê de Revitalização.

19.9 A Questão Tributária

19.9.1 Aspectos Gerais da Tributação

A análise do impacto tributário na cadeia da indústria de energia elétrica envolve basicamente a tributação na produção, transporte e comercialização de energia elétrica. Destaca-se que essas atividades até o modelo setorial anterior eram verticalizadas sendo a cobrança de tributos diferida ao longo da cadeia da indústria. Tendo em vista o modelo atual, a incidência de tributos far-se-á em cada segmento da cadeia produtiva. Ainda que as reformas do modelo do setor elétrico tenham trazido importantes alterações no funcionamento do setor, as indagações trazidas pelas reformas sobre a aplicação das atuais regras tributárias ao novo modelo são limitadas. A principal novidade relaciona-se à tributação das operações do Mercado Atacadista de Energia – MAE, faz-se necessário ressaltar como ficaria a incidência do ICMS e do PIS/COFINS.

O MAE é um ambiente organizado para a comercialização de energia elétrica, sendo grande parte dos agentes participantes obrigados a associar-se a ele, por meio de um processo formal de adesão, no qual se verifica o atendimento de requisitos definidos no Acordo do Mercado:

- os agentes de geração com capacidade instalada igual ou superior a 50MW;
- os agentes de comercialização, incluindo os agentes de distribuição, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 300 GWh/ano;
- os agentes de importação e exportação com carga igual ou superior a 50MW e
- nos demais casos, a associação ao MAE é facultativa.

19.9.2 Considerações sobre a Tributação do ICMS

De acordo com a legislação vigente, o contribuinte é de fato o consumidor final e o contribuinte de direito é quem faz a venda ao consumidor final. Isto significa no setor elétrico que :

- nas operações de fornecimento ao consumidor final, nas quais participem agentes de geração e distribuição, o tributo é diferido na etapa da geração, ficando o agente de distribuição responsável pelo recolhimento do imposto;
- nas operações em que o consumidor final compre energia elétrica de um comercializador, este seria o responsável pelo recolhimento, se for considerada uma interpretação extensiva da legislação, que menciona apenas gerador e distribuidor.
- nas operações em que o gerador venda diretamente ao consumidor final, a responsabilidade pelo recolhimento é do vendedor, quando o imposto for cabível.

Dado que as operações realizadas no MAE, de forma geral, não envolvem consumidores finais, não caracteriza a obrigação de recolhimento de tributo. Haveria uma exceção a este princípio, caso uma das partes fosse um consumidor livre, o que ainda não ocorreu. Nas regras atuais, não existe efetivamente a figura do consumidor livre transacionando diretamente no MAE, portanto, não há abatimentos no ICMS. A tendência em termos regulatórios é no sentido de que as negociações se façam por meio de uma comercializadora. Dessa forma, sendo a comercializadora responsável pelo recolhimento do ICMS incidente sobre as operações realizadas no MAE, uma interpretação extensiva da legislação equipararia o comercializador ao distribuidor, na qualidade de contribuinte de direito. O MAE tem condições de impor esta restrição à comercialização da energia, sem prejuízo do modelo de consumidor livre (a comercializadora pode, inclusive, ser da própria geradora e para efeitos do MAE ficaria interposta entre o consumidor final e o mercado atacadista).

19.9.3 Considerações sobre a Tributação do PIS / COFINS

A base de cálculo das contribuições ao PIS e para a COFINS é a receita bruta da pessoa jurídica, conforme definido na legislação. Em relação aos contratos bilaterais, não reside qualquer dúvida em relação a esses tributos, uma vez que estes contratos implicam a emissão de faturas mensais pelo vendedor ao comprador, caracterizando com clareza a receita bruta.

Nas operações realizadas no MAE, apesar da inexistência de uma relação bilateral, a caracterização de receita é clara. De fato, o processo de contabilização identifica com clareza os agentes devedores, assim como os agentes credores, que refletem o resultado do cotejamento das posições do mercado ao fim do mês. Esses resultados são registrados na Nota de Liquidação e Contabilização – NLC, cuja emissão é papel do agente de compensação (Bancos), sob determinação da Câmara Brasileira de Liquidação e Custódia.

O conceito de receita bruta, conforme estabelecido em legislação relativa ao PIS/COFINS, fica identificado nessas operações pelo resultado positivo consignado na

NLC. Note-se que as responsabilidades tributárias geradas pelas transações no MAE deverão, pelo menos no caso do PIS/COFINS, vir a se somar à aquelas geradas pelos contratos bilaterais, não as substituindo.

O recolhimento do valor expresso na NLC para base de cálculo tributário e fé contábil abre, assim, uma alternativa para a definição de responsabilidades tributária dos agentes do MAE e para a pronta liquidação das operações executadas neste ambiente, possivelmente sem necessidade de maiores alterações na legislação tributária.

19.9.4 Observações Finais

Apesar da existência de alternativas com aparentes vantagens, uma análise bem detalhada das questões tributárias no MAE e sua inserção na tributação do setor, num contexto geral, se faz recomendável, tendo em vista a complexidade e importância do tema. Tal análise será feita no âmbito de um Grupo de Trabalho criado pela GCE para esse fim.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Relatório de Progresso nº 2

Documento de Apoio F Formação de Preço por Oferta

Janeiro 2002

ÍNDICE

1	<u>INTRODUÇÃO</u>	3
2	<u>ENERGIA AFLUENTE, PRODUÇÃO DE ENERGIA E MRE</u>	5
3	<u>EXEMPLO COMPARATIVO</u>	7
3.1	<u>DADOS DO EXEMPLO</u>	7
3.2	<u>MECANISMO VIGENTE</u>	8
3.3	<u>MECANISMO PROPOSTO</u>	10
4	<u>COMENTÁRIOS</u>	15
4.1	<u>OTIMIZAÇÃO, DESPACHO POR CUSTOS E DESPACHO POR PREÇOS</u>	15
4.2	<u>RESPONSABILIDADE, DESPACHO POR CUSTOS, DESPACHO POR PREÇOS</u>	15
4.3	<u>OTIMIZAÇÃO, DESPACHO POR PREÇOS E SEGURANÇA DO SISTEMA</u>	16
4.4	<u>PODER DE MERCADO</u>	16
5	<u>DETALHAMENTO E EXTENSÕES</u>	17
5.1	<u>SUBMERCADOS</u>	17
5.2	<u>PERÍODO DE LIQUIDAÇÃO</u>	17
5.3	<u>VERTIMENTO TURBINÁVEL</u>	18
5.4	<u>POTÊNCIA</u>	18
5.5	<u>PODER DE MERCADO</u>	18

1 INTRODUÇÃO

Dois pontos centrais do modelo institucional e comercial do sistema elétrico brasileiro são a existência de um despacho centralizado com base em custos e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O **despacho com base em custos** é uma decorrência de características específicas do sistema elétrico brasileiro. Estas características – a forte predominância hidroelétrica, a existência de grandes reservatórios e presença de várias empresas compartilhando as mesmas cascatas – limitaram severamente as alternativas para um modelo capaz de assegurar a operação ótima do sistema e, ao mesmo tempo, evitar a formação de grandes cartéis. A opção escolhida envolve o cálculo centralizado dos custos de oportunidade associados à água armazenada nos reservatórios, através de um modelo matemático. Desta forma, os produtores hidroelétricos – que respondem por aproximadamente 90% da produção de energia do sistema – não podem fazer ofertas de preços por sua energia para compor o despacho. Em vez disso, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” com base em custos de oportunidade calculados de forma centralizada.

O **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)** é outro ponto central do modelo comercial do sistema elétrico. Trata-se de um mecanismo de mitigação dos riscos financeiros incorridos pelos proprietários de usinas hidroelétricas devido à variabilidade das vazões, através do compartilhamento destes riscos pelo conjunto de geradores.

Em seu nível mais elementar, o funcionamento do MRE pode ser resumido por duas regras básicas:

1. A cada usina hidroelétrica é atribuído um valor fixo denominado **Energia Assegurada**; e
2. Em cada momento, a produção total do conjunto de usinas hidroelétricas é repartida entre elas proporcionalmente às respectivas energias asseguradas.

Evidentemente, as regras práticas de funcionamento do MRE são bem mais complexas. No entanto, seu espírito é capturado integralmente pelas duas regras acima.

O binômio despacho por custos / MRE apresenta um conjunto de aspectos desejáveis, dentre os quais:

- Assegura a operação eficiente das cascatas;
- Evita poder de mercado;
- Reduz substancialmente a volatilidade da renda das usinas hidroelétricas;
- Torna renda das usinas hidroelétricas indiferente às decisões de despacho, o que evita contestações e desobediência a estas decisões; e

- O MRE, através das energias asseguradas, traduz a contribuição de qualquer ativo hidroelétrico numa mesma base, o que facilita a avaliação econômica e licitação para construção de novas usinas.

No entanto, a par destas vantagens, o mesmo binômio possui vários problemas. Em particular, o cálculo centralizado dos custos de oportunidade apresenta as seguintes questões:

- Ele impõe a definição única de dados incertos e/ou difíceis de estimar, tais como a evolução da oferta e da demanda nos próximos anos, a taxa de desconto, o custo do déficit e a elasticidade da demanda. Tanto o despacho como os preços da energia são muito afetados pelo cenário de evolução da oferta e demanda e, em especial, pelo valor do custo de racionamento;
- Ele impõe a definição única de critérios de otimização, (como por exemplo o da minimização do valor esperado dos custos);
- Ele impõe a definição única de todos os modelos computacionais utilizados no processo, incluindo as técnicas de otimização, os modelos de previsão de afluições e outros;

Estas definições realizadas de forma centralizada impedem os agentes de gerenciarem seus próprios riscos, o que cria neles uma tendência a responsabilizar o ONS, ou mesmo o Governo Federal, por qualquer problema que venha a surgir, independentemente de suas causas. Ademais, os preços resultantes para a energia, calculados com base nos valores esperados dos custos, têm sido contestados por diversos, já que não refletem sua aversão ao risco.

Quanto ao MRE, em particular, as principais questões decorrentes do mecanismo em si, abstraindo-se daquelas referentes a aspectos específicos de sua implementação, são:

- Desestímulo a investimentos em eficiência
- Desestímulo ao investimento em potência adicional

Dados estes fatos, o ideal seria substituir o binômio despacho com base em custos / MRE por algum outro sistema que mantivesse as vantagens apresentadas, mas que eliminasse ou reduzisse, na medida do possível, os problemas existentes. Um ponto importante é que seria essencial, independentemente de quaisquer outras circunstâncias, preservar o MRE, já que tanto as energias asseguradas como a proteção que o mecanismo proporciona em relação à volatilidade da produção hidroelétrica constam dos contratos de concessão associados às usinas hidroelétricas.

As próximas secções apresentam propostas capazes de resolver, pelo menos, os problemas relativos ao despacho centralizado, através de um mecanismo de oferta de preços para a energia por parte de produtores hidroelétricos que preserve integralmente o MRE e, ao mesmo tempo, permite que cada produtor hidroelétrico assumira seus próprios riscos.

2 ENERGIA AFLUENTE, PRODUÇÃO DE ENERGIA E MRE

O ponto central do MRE é a repartição entre seus participantes da totalidade da energia hidroelétrica, proporcionalmente às respectivas energias asseguradas.

A *forma* em que é feito este compartilhamento consiste na repartição de toda a *produção* das usinas englobadas entre os vários participantes.

O que se propõe aqui é simplesmente uma alteração na forma de compartilhamento: ao invés de repartir a *produção de energia*, propõe-se repartir a *energia afluyente às usinas participantes*. Uma vez realizada esta repartição, cada participante do MRE teria o direito de oferecer sua quota, ou parte dela, ao MAE, pelo preço que julgasse adequado. O despacho seria realizado com base nestas ofertas realizadas pelos geradores hidroelétricos e nos preços ofertados pelos demais agentes (geradores térmicos, detentores dos direitos de conexões com países vizinhos, ofertantes de redução de demanda, etc.). Este despacho indicaria a produção hidroelétrica *total* em cada submercado. Com base nele, o ONS faria o despacho *físico* desta produção de forma ótima entre as usinas hidroelétricas. No entanto, em termos *contábeis*, a produção hidroelétrica seria atribuída aos participantes do MRE cujas ofertas de preço tenham sido aceitas, cabendo a estes a remuneração correspondente no MAE. Os responsáveis pela geração física seriam remunerados da mesma forma em que o são hoje, ou seja, através de uma tarifa que deve, em princípio, cobrir os custos imediatos da geração hidroelétrica. Quanto aos participantes do MRE cuja oferta de geração não tivesse sido aceita, sua energia seria armazenada, na medida em que houvesse espaço para isto nos reservatórios do sistema. Desta forma, a energia armazenada nos reservatórios do sistema pertenceria apenas aos geradores que não tivessem vendido suas energias afluentes, e ficaria à disposição dos mesmos para comercialização em períodos posteriores.

A mecânica de funcionamento deste modelo é relativamente simples, exigindo apenas o cálculo, em cada período, da energia afluyente a cada submercado (que já é feita), sua repartição entre os vários participantes do MRE em proporção às respectivas energias asseguradas, e a contabilização do balanço de energia e da energia armazenada pertencente a cada agente.

Em suma, a implementação do mecanismo proposto necessita que:

1. Seja contabilizada a energia afluyente correspondente a cada participante do MRE, a produção a ele alocada e a parcela de energia armazenada que lhe corresponde, resultante do balanço entre a energia armazenada que lhe cabe no início de cada período, sua parcela de energia afluyente e a produção que lhe seja atribuída no mesmo período; e
2. Cada participante possa oferecer sua parcela de energia em cada submercado ao preço que considerar adequado.

Ambas as medidas são relativamente simples, não ferem absolutamente os princípios do MRE, e permitem que cada participante do MRE assuma seus próprios riscos, sem prejudicar os demais. Em outras palavras: o risco sistêmico, que hoje é incorrido por

todos os geradores a partir das decisões do ONS, é transformado em risco individual, incorrido por cada gerador com base em suas próprias decisões.

Finalmente, estas medidas permitem a introdução do despacho baseado em preços no Sistema Interligado Nacional. Isto ocorre porque elas obrigam cada gerador a fazer uma avaliação realista das perspectivas do sistema no futuro e, com base nesta avaliação, decidir o preço pelo qual deverá ofertar sua energia, e o conjunto destas ofertas forma a função de valor marginal da energia armazenada no sistema. Eliminam-se, desta forma, todas as polêmicas relativas a custo do déficit, taxa de desconto e projeções de evolução da oferta e da demanda, uma vez que cada agente terá de fazer suas próprias avaliações, tomar suas decisões com base nelas, a assumir responsabilidade integral pelas conseqüências.

A função do ONS neste contexto será a de otimizar a produção hidráulica em cada submercado e otimizar o despacho levando em conta as restrições elétricas do sistema.

3 EXEMPLO COMPARATIVO

Este capítulo apresenta um exemplo simples, referente a um único período, que ilustra os conceitos apresentados no capítulo precedente.

3.1 Dados do exemplo

No exemplo, existem três produtores hidroelétricos (H1, H2 e H3), com as seguintes características:

Produtor	Energia Assegurada (MWh/Semana)
H1	1.000
H2	1.000
H3	1.000

Tabela III.1: Dados das Hidroelétricas

Existem também dois produtores térmicos (T1 e T2), com as características a seguir:

Produtor	Capacidade de Produção (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)
T1	500	25
T2	500	250

Tabela III.2: Dados das Térmicas

Os demais dados do sistema do exemplo são:

Demanda no 1º período (MWh)	3.500
Energia afluyente armazenável no 1º período (MWh)	1.500
Energia afluyente não-armazenável no 1º período (MWh)	1.200
Energia armazenada inicial (MWh)	3.000
Capacidade de armazenamento de energia (MWh)	4.200
Custo imediato da geração hidroelétrica (R\$/MWh)	4

Tabela III.3: Dados do Sistema

3.2 Mecanismo vigente

3.2.1 Despacho por custos

Para realizar o despacho por custos, o ONS, primeiramente, deve calcular o valor marginal da energia armazenada, com base em um cenário de oferta e demanda de energia e custos de combustíveis para os próximos cinco anos e na função de custo de déficit e na taxa de desconto determinadas pela ANEEL. Estes valores são calculados por meio dos modelos de operação utilizados pelo ONS, que por sua vez utilizam resultados dos modelos de representação das vazões e energias afluentes empregados pelo ONS.

No caso do exemplo, o resultado deste processo é:

E. Armazenada (MWh)		Valor (R\$/MWh)
De	A	
0	600	960
600	1.200	480
1.200	1.800	240
1.800	2.400	120
2.400	3.000	40
3.000	3.600	10
3.600	4.200	5

Tabela III.4: Função de Custo Futuro

Neste caso, a melhor decisão operativa para o período, ou seja, aquela que minimiza a soma de custo imediato com custo futuro, será obtida “empilhando” os recursos disponíveis. Para isto, deve-se primeiramente adicionar os 1.500 MWh correspondentes à energia armazenável no período aos 3.000 MWh que já estavam armazenados no início do período, obtendo-se um total de 4.500 MWh de armazenamento potencial no fim do período. Só que, destes, apenas 4.200 podem ser armazenados. Em consequência, a “pilha” de recursos disponíveis no período é a seguinte:

Recurso	Custo (R\$/MWh)	Energia Disponível (MWh)	Disponibilidade Acumulada (MWh)
Energia afluyente não-armazenável	4	1.200	1.200
Excesso de armazenamento	4	300	1.500
Desestoque de 4.200 a 3.600 MWh	5	600	2.100
Desestoque de 3.600 a 3.000 MWh	10	600	2.700
Térmica T1	25	500	3.200
Desestoque de 3.000 a 2.400 MWh	40	600	3.800
Desestoque de 2.400 a 1.800 MWh	120	600	4.400
Desestoque de 1.800 a 1.200 MWh	240	600	5.000
Térmica T2	250	500	5.500
Desestoque de 1.200 a 600 MWh	480	600	6.100
Desestoque de 600 a 0 MWh	960	600	6.700

Tabela III.5: Despacho por Custos – Recursos Disponíveis

O custo de 4 R\$/MWh, atribuído à energia afluyente não-armazenável e ao excesso de armazenamento, corresponde aos custos imediatos de produção hidroelétrica (custo correspondente ao O&M fixo e taxas e contribuições). O despacho ótimo, resultante do confronto destes recursos com a carga de 3.500 MWh, é o seguinte:

Recurso	Custo (R\$/MWh)	Despacho (MWh)	Produção Acumulada (MWh)
Energia afluyente não-armazenável	4	1.200	1.200
Excesso de armazenamento	4	300	1.500
Desestoque de 4.200 a 3.600 MWh	5	600	2.100
Desestoque de 3.600 a 3.000 MWh	10	600	2.700
Térmica T1	25	500	3.200
Desestoque de 3.000 a 2.400 MWh	40	300	3.500
Desestoque de 2.400 a 1.800 MWh	120	0	3.500
Desestoque de 1.800 a 1.200 MWh	240	0	3.500
Térmica T2	250	0	3.500
Desestoque de 1.200 a 600 MWh	480	0	3.500
Desestoque de 600 a 0 MWh	960	0	3.500

Tabela III.6: Despacho por Custos – Despacho Ótimo

A energia armazenada após o despacho é de 2.700 MWh, e o custo marginal de operação é de 40 R\$/MWh. A geração hidroelétrica total – 3.000 MWh – é distribuída pelo ONS de forma otimizada entre as diversas usinas hidroelétricas.

3.2.2 Contabilização

Os valores resultantes do despacho, acrescidos da aplicação do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia – permitem realizar a contabilização do mercado de curto prazo:

- O preço do MAE é 40 R\$/MWh, igual ao custo marginal de operação;
- Para efeitos de contabilização e liquidação, a produção da térmica T1 é de 500 MWh, e a da térmica T2, zero;
- Para efeitos de contabilização e liquidação, a produção hidroelétrica total, de 3.000 MWh, é repartida entre os três produtores hidroelétricos proporcionalmente às respectivas energias asseguradas, independentemente da produção física da cada um deles, a qual é realizada de maneira otimizada, conforme já observado no tópico precedente. Desta forma, para efeitos de contabilização e liquidação, a produção de cada gerador é:

Gerador	Produção Contabilizada (MWh)
H1	1.000
H2	1.000
H3	1.000
T1	500
T2	0

Tabela III.7: Despacho por Custos – Contabilização

- A energia armazenada remanescente, de 2.700 MWh, é “propriedade” conjunta dos produtores hidroelétricos H1, H2 e H3.

3.3 Mecanismo proposto

3.3.1 Despacho por preços

Para realizar o despacho por preços, o ONS, deve, primeiramente, deve avaliar a energia afluente no período, separada em duas parcelas: energia armazenável e energia não-armazenável.

Em seguida, a ASMAE deve repartir estas energias entre os participantes do MRE proporcionalmente às respectivas energias asseguradas. A partir deste ponto, cabe a cada participante do MRE calcular o custo de oportunidade para sua energia armazenada utilizando a metodologia que julgue mais adequada, com os objetivos e critérios por ele decididos. Isto pode envolver, por exemplo, a escolha de um ou mais cenários de oferta e demanda de energia e de custos de combustíveis de sua escolha, de um horizonte de planejamento, de uma ou mais funções de custo do déficit, de uma ou mais taxas de desconto, de modelos de operação do sistema e de representação das vazões e/ou energias afluentes, ou então a escolha de uma metodologia que dispense alguns ou todos estes elementos. Como resultado, cada produtor hidroelétrico deverá informar ao ONS o preço de sua energia armazenada prevista para o final do período. Quanto à energia não-armazenável que lhe cabe, ou à energia correspondente ao excesso de armazenamento (energia afluente armazenável para a qual não há capacidade nos reservatórios), ela deve ser obrigatoriamente ofertada ao custo imediato de geração, uma vez que não existe, dentro deste ambiente, motivo para oferece-la a preço maior do que este, exceto o exercício de poder de mercado.

No caso do exemplo, considera-se, por hipótese, que o gerador H2 utilizou exatamente as mesmas hipóteses que o ONS empregou nas secções anteriores, que o gerador H1 está disposto a arriscar-se mais, o que está refletido no fato de oferecer sua energia a um preço mais baixo, e que o produtor H3 é mais cauteloso em suas avaliações, resultando em um preço maior para sua energia. O resultado deste processo é:

Produtor	Tipo de Energia	Quantidade (MWh)	Preço (R\$/MWh)
H1, H2 e H3*	Energia afluente não-armazenável	1.200	4
H1	Energia armazenada	1.500 ⁺	20
H2	Energia armazenada	1.500 ⁺	40
H3	Energia armazenada	1.500 ⁺	60
*	Quantidade repartida proporcionalmente às energias asseguradas		
+	Resultado da soma da energia armazenada inicial de cada produtor, suposta, para efeitos deste exemplo, igual para os três produtores, à respectiva parcela energia afluente armazenável. Esta última parcela é o resultado da repartição da energia armazenada proporcionalmente às energias asseguradas.		

Tabela III.8: Despacho por Preços – Ofertas dos produtores hidroelétricos

Neste caso, a melhor decisão operativa para o período será obtida de forma análoga à do procedimento atual, ou seja, “empilhando” os recursos disponíveis, só que desta vez por ordem crescente de preços, e não de custos. A “pilha” de recursos disponíveis no período é a seguinte:

Recurso	Proprietário	Preço (R\$/MWh)	Energia Disponível (MWh)	Disponibilidade Acumulada (MWh)
Energia afluyente não-armazenável	H1, H2 e H3	4	1.200	1.200
Desestoque	H1	20	1.500	2.700
Geração térmica	T1	25	500	3.200
Desestoque	H2	40	1.500	4.700
Desestoque	H3	60	1.500	6.200
Geração térmica	T2	250	500	6.700

Tabela III.9: Despacho por Preços – Recursos Disponíveis

O despacho ótimo, resultante do confronto destes recursos com a carga de 3.500 MWh, é o seguinte:

Recurso	Proprietário	Preço (R\$/MWh)	Despacho Disponível (MWh)	Produção Acumulada (MWh)
Energia afluyente não-armazenável	H1, H2 e H3	4	1.200	1.200
Desestoque	H1	20	1.500	2.700
Geração térmica	T1	25	500	3.200
Desestoque	H2	40	300	3.500
Desestoque	H3	60	0	3.500
Geração térmica	T2	250	0	3.500

Tabela III.10: Despacho por Preços – Despacho Ótimo

Da mesma forma que no caso anterior, a energia armazenada após o despacho é de 2.700 MWh, e o custo marginal de operação é de 40 R\$/MWh. A geração hidroelétrica total – 3.000 MWh – é distribuída pelo ONS de forma otimizada entre as diversas usinas hidroelétricas.

3.3.2 Contabilização

A contabilização do mercado de curto prazo é decorrência direta do despacho, o qual foi baseado nos preços oferecidos pelos vários produtores. Os resultados são os seguintes:

- O preço do MAE é 40 R\$/MWh, igual ao custo marginal de operação;

- Para efeitos de contabilização e liquidação, a produção atribuída a cada produtor é a seguinte:

Gerador	Produção Contabilizada (MWh)
H1	1.900
H2	700
H3	400
T1	500
T2	0

Tabela III.11: Despacho por Preços – Contabilização

No caso dos produtores hidroelétricos, a produção atribuída a cada é a soma de sua participação na energia não-armazenável gerada com suas ofertas aceitas de energia armazenada.

Diferentemente da contabilização vigente, a energia armazenada remanescente, de 2.700 MWh, não é propriedade conjunta dos produtores hidroelétricos. Muito ao contrário, a parte correspondente a cada produtor é o resultado do balanço entre sua energia armazenada inicial, sua energia afluyente armazenável e “sua” produção. O resultado encontra-se na tabela a seguir:

Gerador	Energia Armazenada Inicial (MWh)	(+) Energia Afluyente Armazenável (MWh)	(-) Desestoque (MWh)	(=) Energia Armazenada Final (MWh)
H1	1.000	500	1.500	0
H2	1.000	500	300	1.200
H3	1.000	500	0	1.500
Total	3.000	1.500	1.800	2.700

Tabela III.12: Despacho por Preços – Balanço dos Produtores Hidroelétricos

Observe-se que, ao final do período, os produtores hidroelétricos têm situações completamente diferentes: o produtor H1, que assumiu mais riscos, logrou colocar toda sua energia no mercado, mas em compensação está muito exposto a uma possível seca. Já o produtor H3 está tão protegido quanto poderia estar, uma vez que armazenou toda energia afluyente armazenável que lhe coube. Em compensação, ele conseguiu colocar no mercado apenas a energia afluyente não-armazenável, o que reduziu substancialmente sua renda no período. A situação do produtor H2 é intermediária entre as de H1 e H3. O ponto fundamental é que, ao mesmo tempo em que tanto o despacho ótimo como o MRE foram preservados, cada produtor pôde

tomar *sua* decisão entre vender energia ou estocá-la para o futuro, e passou a ter os ônus e os bônus de sua decisão.

No próximo período, os três produtores – H1, H2 e H3 – partirão de valores completamente diferentes de energia armazenada, e farão suas ofertas com base nestes valores.

4 COMENTÁRIOS

Existem vários aspectos da proposta que devem ser avaliados cuidadosamente. No entanto, cabem desde logo alguns comentários importantes:

4.1 Otimização, Despacho por Custos e Despacho por Preços

Em termos de otimização do sistema, o despacho por preços não será, necessariamente, idêntico ao despacho por custos que seria realizado pelo ONS. O motivo para isto é que as visões dos diversos produtores hidroelétricos não coincidirão, necessariamente, com a visão do ONS. Isto não significa, de forma alguma, que o despacho por preços não seja ótimo: apenas significa que os parâmetros, cenários e modelos empregados pelo ONS não correspondem precisamente a uma agregação dos parâmetros, cenários e modelos utilizados pelos vários produtores hidroelétricos. O despacho otimizado por custos está baseado nas premissas do ONS, enquanto que o despacho por preços é ótimo para a agregação das visões dos vários agentes que atuam no sistema. Dado que é impossível garantir que um conjunto de parâmetros, cenários e modelos seja “melhor” do que o outro, não há como argumentar que um dos despachos possa ser não-ótimo.

Por outro lado, o despacho por preços tende a ser mais robusto, no sentido de que ele aglutina visões otimistas e pessimistas em relação ao futuro, e decisões (ofertas de preços) de agentes baseadas nestas visões, e pelas quais os agentes responderão financeiramente.

Finalmente, o despacho por preços obriga os agentes a investirem mais em pesquisa, desenvolvimento e informação, já que a posse de parâmetros, cenários e modelos mais acertados ou eficientes resultará em maiores lucros e menores riscos. O resultado poderá ser uma diversificação maior nas linhas de pesquisa e desenvolvimento e em visões mais abrangentes e objetivas quanto ao futuro, e, principalmente, no fim da síndrome de colocar “todos os ovos em uma única cesta” nestas áreas.

4.2 Responsabilidade, Despacho por Custos, Despacho por Preços

Uma vantagem do mecanismo proposto em relação ao vigente é a transferência para os agentes da responsabilidade sobre suas decisões. Isto é muito importante, pois elimina com a tendência hoje observada por parte de determinados agentes de responsabilizar o ONS ou o governo por qualquer problema relativo a deplecionamento excessivo dos reservatórios. Independentemente do mérito deste argumento, ele perde completamente a consistência a partir do momento em que as decisões de deplecionamento são diferenciadas para os vários agentes, e tomadas de acordo com sua percepção de risco.

4.3 Otimização, Despacho por Preços e Segurança do Sistema

Uma questão fundamental para o despacho do sistema é a segurança em relação ao risco hidrológico. Esta preocupação traduziu-se na recente introdução de curvas de segurança de armazenamento, como forma de impor no despacho do sistema e na formação de preços a diretriz de despachar todos os recursos que não impliquem em deplecionamento dos reservatórios do sistema sempre que o armazenamento atingir níveis considerados críticos pelo ONS.

O mecanismo ora proposto é perfeitamente compatível com este conceito e com este tipo de operação. Na verdade, ele é completamente compatível com a existência de um nível de armazenamento, determinado externamente ao processo, abaixo do qual o preço da energia de origem hidroelétrica seja igual ao maior preço admissível para a energia, independentemente das ofertas realizadas pelos produtores hidroelétricos. Esta curva de segurança, se informada previamente (com frequência, por exemplo, anual), faria com que os produtores hidroelétricos ajustassem suas ofertas de preços levando em conta sua existência, o que resultaria em um despacho otimizado para as curvas de segurança.

4.4 Poder de Mercado

O principal problema do despacho ora proposto é a possibilidade do exercício de poder de mercado por parte de determinados agentes. Isto se deve ao fato de que uma boa parte da capacidade de geração hidroelétrica em alguns sub-mercados está concentrada nas mãos de poucas empresas, e, em casos extremos, de uma única empresa.

Um problema subjacente é a questão das empresas públicas, e a forma como elas poderão ofertar sua energia neste sistema, dado seu porte, sua capacidade de formar preços, e a possibilidade de oferecerem sua energia com preços formados por fatores além dos exclusivamente empresariais.

Ambas questões são tratadas no próximo capítulo.

5 DETALHAMENTO E EXTENSÕES

A proposta, para ser adotada, deve ser detalhada e estendida. Este capítulo mostra como poderiam ser realizados este detalhamento e extensão.

5.1 Submercados

O exemplo mostrou o funcionamento da proposta em um único submercado. No caso com vários submercados, a extensão da proposta é imediata em termos de contabilização: basta que cada participante do MRE tenha um saldo de energia armazenada em cada submercado, e faça uma oferta de preço em cada submercado.

A única questão é a repartição da energia afluyente recebida pelos diversos agentes entre os vários submercados. Sugere-se uma repartição semelhante à atual, ou seja, dando a cada agente preferência sobre a energia afluyente ao seu próprio submercado, e alocando-lhe energia afluyente a outros submercados apenas na medida em que isto seja necessário para manter a proporcionalidade entre as energias recebidas (tanto armazenável como não-armazenável) e as energias asseguradas.

Formas alternativas são:

1. Fazer com que o MRE seja circunscrito a cada submercado;
2. Alocar a energia de cada submercado a todos os agentes proporcionalmente às respectivas energias asseguradas;
3. Realizar a alocação conforme sugerido, porém sazonalizando as energias asseguradas dos agentes, de forma a minimizar a alocação de energia assegurada em submercado que não seja o do próprio agente.

5.2 Período de Liquidação

O mecanismo proposto é tanto mais viável quanto menor for o período de liquidação, e, especialmente, o intervalo entre ofertas de preços.

Neste sentido, sugere-se ofertas de preços diárias, para cada hora do dia seguinte. Esta forma faz com que os agentes não tenham que preocupar-se com variações muito grandes em seu estoque de energia provocadas por sua oferta. Além disso, as ofertas poderão ser feitas sobre o estoque de energia, sem levar em conta a energia afluyente armazenável, cujo valor em um dia não será capaz de alterar sensivelmente a situação de cada agente.

Finalmente, ofertas diárias combinam perfeitamente com o mecanismo de dupla liquidação (ex-ante e ex-post) do MAE.

A alternativa seria oferta de preços semanal.

5.3 Vertimento Turbinável

Pode-se classificar os vertimentos turbináveis em dois tipos:

5.3.1 Energia a fio d'água

Trata-se do caso em que o mercado não consegue absorver toda a energia não-armazenável produzida, seja ela energia a fio d'água, seja ela energia correspondente à vazão mínima dos reservatórios.

Neste caso, deve-se entender que a produção de energia não-armazenável em cada sub-mercado e período deve ser atribuída aos agentes na proporção em que eles participam da energia afluyente não-armazenável no mesmo submercado e período.

5.3.2 Reservatórios cheios

Trata-se do caso em que os reservatórios de um sub-sistema estão cheios, não havendo espaço para armazenar mais energia.

Neste caso, deve-se observar que, da mesma forma que a energia afluyente, os reservatórios do sistema “pertencem” aos vários participantes do MRE em partes proporcionais às respectivas energias asseguradas. Sendo assim, esta participação dos vários agentes nas capacidades de armazenamento nos vários submercados deve ser repartida entre os agentes da mesma forma que a energia afluyente. Uma vez realizada esta repartição, cada agente deve ter o direito de armazenar tanta energia quanto queira em qualquer submercado (desde que seu balanço de energia naquele submercado assim o permita), no entanto, caso ocorra excesso de armazenamento em um submercado, o vertimento será distribuído entre os agentes na proporção em que seus armazenamentos naquele submercado ultrapassarem suas respectivas capacidades de armazenamento nele. Isto certamente pressionará os agentes que tenham excesso de energia armazenada em um determinado submercado a reduzir seu preço.

5.4 Potência

Recomenda-se que a oferta de cada agente em cada hora seja limitada a um valor de potência baseado em sua potência assegurada e na potência que o agente efetivamente tenha disponível naquela hora. Isto, além de estimular a disponibilidade, limitará a oferta de cada agente a uma parcela de sua energia armazenada.

5.5 Poder de Mercado

Sugere-se que na primeira etapa de implantação as ofertas correspondentes pelo menos às empresas públicas federais sejam realizadas de forma transparente e previamente conhecida. Esta forma poderia ser baseada nas energias asseguradas

destas empresas, em curvas-guia que preservassem a segurança do sistema e a segurança financeira das próprias empresas, em valores normativos e na função de custo do déficite.

Uma alternativa seria permitir que o próprio ONS ofertasse energia em nome destas empresas.

FORMAÇÃO DE PREÇOS POR OFERTA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Detalhamento

Rio de Janeiro, 8 de março de 2002



Temário

- Motivação e Objetivo
- Base Geral da Proposta
- Etapas do Despacho e Formação de Preço
 - Despacho Ideal Ex-Ante
 - Despacho Real
 - Despacho Ideal Ex-Post
 - Contabilização
 - Conciliação
- Poder de Mercado
- Empresas Públicas
- Temas Adicionais

Motivação Principal

- Determinação de produção de cada usina e preços de curto prazo por um modelo computacional (objetivo de otimizar o uso dos recursos energéticos)

X

- Atribuição de responsabilidades individuais aos proprietários das usinas para o cumprimento de seus contratos (fundamental para funcionamento de um mercado)

3

Objetivos da Proposta

- Formação de preços e despacho com base em ofertas efetuadas pelos próprios agentes
- Preservar otimização dos recursos hidrelétricos, por exemplo a produção nas cascatas
- Preservar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)
 - direitos adquiridos dos participantes
 - Mitigação do risco hidrológico

4

Bases da proposta (1 de 3)

- Cada agente tem uma “conta” de direitos de energia (MWh)
- A soma dos “saldos” das contas dos agentes é igual à energia armazenada física do sistema
- A cada período, as contas são atualizadas com “depósitos” de energia afluyente, proporcionais à energia assegurada de cada agente (a soma dos depósitos é igual à energia afluyente física)
- Isto equivale a alocar os direitos do MRE (MWh) antes da energia ser produzida
 - Direitos do MRE são preservados

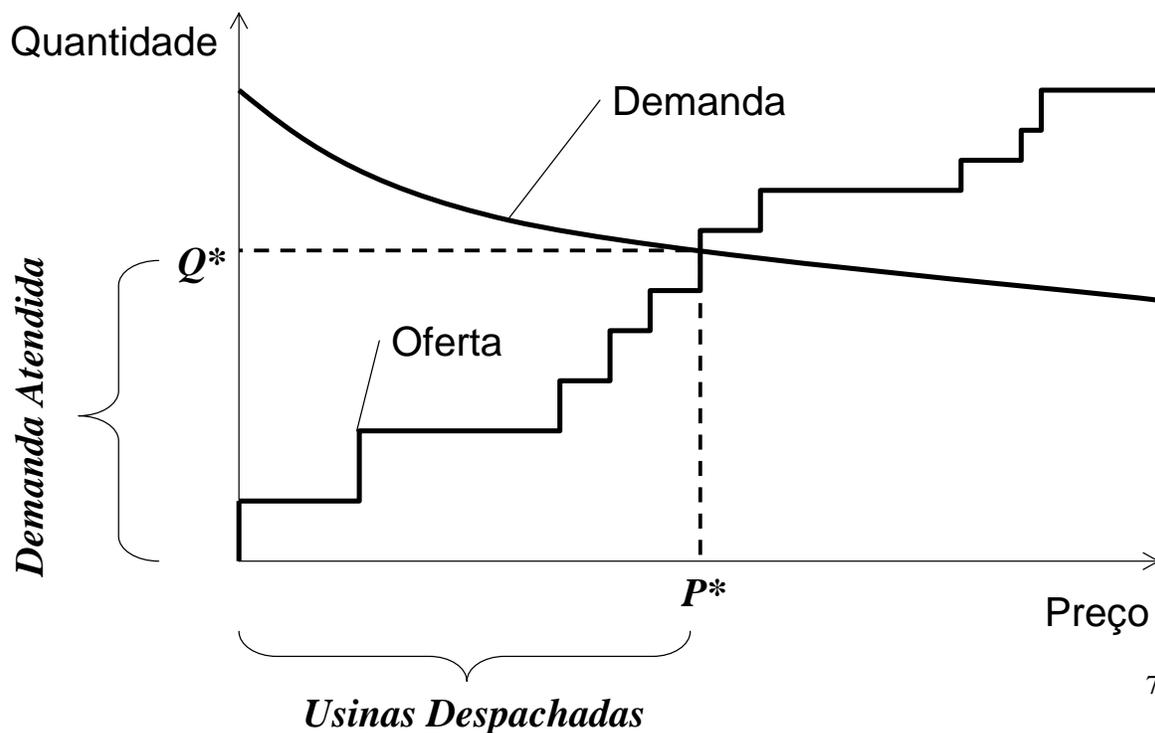
5

Bases da proposta (2 de 3)

- Os agentes hidrelétricos fazem ofertas de preço (R\$/MWh) e quantidade (MWh) ao MAE, limitado ao saldo das respectivas contas
 - Cada agente passa a administrar seus próprios riscos
 - Riscos passam a ser assumidos individualmente
- Os agentes térmicos e demandas também fazem ofertas de preço e quantidade
- O MAE cria curvas de disposição a produzir e a consumir, colocando as ofertas em ordem de mérito
- O cruzamento das curvas determina o preço de curto prazo e a produção de cada agente

6

Preço de Equilíbrio



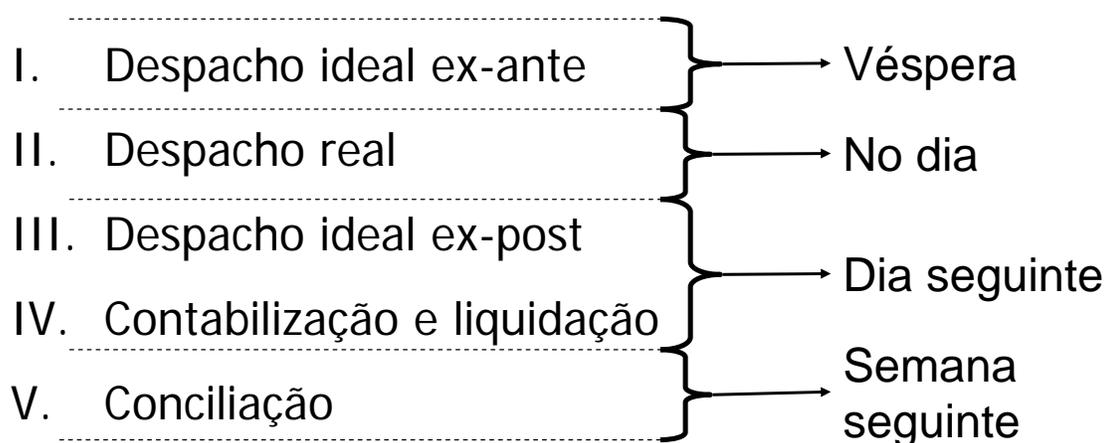
7

Bases da proposta (3 de 3)

- O MAE soma os MWh que devem ser despachados pelas usinas *hidrelétricas* e envia o *total* de todas estas usinas ao ONS, não as parcelas individuais
- O ONS otimiza globalmente a produção hidrelétrica das usinas de maneira a produzir o total enviado:
 - ONS decide a produção física de cada usina de maneira totalmente independente da energia proposta pelo agente proprietário (p.ex. a usina de Furnas pode estar fisicamente vazia e o saldo da "conta" de Furnas estar alto)
 - Otimização das cascatas e todas as restrições operativas, incluindo usos múltiplos, controle de cheia, vazão mínima etc. são preservados
- ONS despacha as usinas térmicas por ordem de mérito com base nos resultados do MAE

8

Etapas do despacho e formação de preços



9

I. Despacho ideal ex-ante

1. Projeção da energia afluyente [ONS]
2. Repartição da energia afluyente entre os agentes [MAE]
3. Ofertas de preços [Agentes]
4. Despacho ideal [MAE]

10

I.1 Projeção da energia afluyente [ONS]

- O ONS calcula a energia afluyente prevista para o estágio corrente em cada submercado. Propõe-se o mesmo procedimento utilizado atualmente no PREVIVAZ/NEWDESP
- Esta energia afluyente será separada em controlável – que pode ser “armazenada” para oferta em períodos futuros - e fio d’água – que será ofertada no período corrente a preço fixo. O procedimento de cálculo das parcelas controlável e fio d’água é o mesmo adotado atualmente para o PREVIVAZ/NEWDESP
- Obs: os agentes incorporam suas percepções sobre as energias afluyentes *futuras* (depois do estágio corrente) em suas ofertas, mas não controlam a previsão para o estágio corrente

11

I.2 Repartição da energia afluyente [MAE]

- A energia afluyente total (soma das afluyentes a cada submercado) é alocada entre as usinas proporcionalmente às respectivas energias asseguradas
 - A parcela de cada usina será alocada preferencialmente no submercado no qual a usina está localizada
 - Se isto não for possível (soma das energias alocadas no submercado excede a energia afluyente ao mesmo), a energia remanescente em submercado “excedentário” será alocada nos submercados “deficitários” proporcionalmente às energias afluyentes ainda não alocadas
- Este procedimento é igual ao do MRE atual
- Devido ao procedimento de alocação da energia remanescente em outros submercados, todos os agentes terão “contas” de energia em todos os submercados

12

I.3 Oferta de preços [Agentes] (1 de 2)

- Cada agente hidroelétrico informa o preço de sua energia armazenada
 - Toda a energia armazenada é ofertada a um único preço (caso o período do despacho seja a semana, então a oferta deve ser em NH pares [Quantidade; Preço])
 - Esta oferta é transformada pelo MRE em uma oferta a cada período de apuração (hora, se o estágio for o dia, ou patamar de curva de carga, se o estágio for semanal)
 - A oferta total de cada período de apuração está limitada ao mínimo entre o limite de potência que o agente pode ofertar (discutido mais adiante) e a parcela da energia total ofertada atribuída ao período
 - Há ofertas separadas para cada submercado onde o agente dispõe de contas
 - A energia a fio d'água é ofertada à tarifa de otimização
 - O resultado será, para cada agente, um conjunto de pares [Quantidade; Preço] para cada período de apuração

13

I.3 Oferta de preços [agentes] (2 de 2)

- Cada agente termelétrico informa NT pares [Quantidade; Preço] para cada período de apuração do estágio atual
 - A quantidade total ofertada a cada período está limitada à potência disponível da usina
- Cada agente de consumo informa, para cada período de apuração do estágio atual, seu consumo máximo e NC pares [Quantidade; Preço] de disposição a reduzir o consumo

14

I.4 Despacho Ideal Ex-Ante [MAE] (1 de 2)

- O MAE resolve o seguinte problema de programação linear a cada período:
- Minimizar soma de preço*qtde das ofertas hidrelétricas (H) e térmicas (T) e das demandas (D):
 - Balanço de potência para cada submercado:
 - soma das energias “geradas” pelas H, T e D no submercado *menos* demanda máxima + soma das energias que chegam ao submercado – soma das energias que saem do submercado = 0
 - Restrições adicionais:
 - Limites na energia “gerada” e “consumida” por cada agente
 - Limites de intercâmbio entre submercados
 - Possivelmente algumas restrições técnicas (ex. “rampa”)

15

I.4 Despacho Ideal Ex-Ante [MAE] (2 de 2)

- No caso de um único submercado, o problema de otimização recai no cruzamento das curvas de oferta e demanda
- No caso de vários submercados, o problema de otimização representa o resultado do cruzamento simultâneo das curvas de oferta e demanda em cada submercado, levando em conta a possibilidade de transferir ofertas a outros submercados
 - A solução do problema de otimização fornece as quantidades “geradas” dos agentes H, T e D
 - Os preços de equilíbrio são dados pelos multiplicadores simplex (preços sombra) associados às equações de balanço
- O problema de otimização é de pequena dimensão (quatro restrições de balanço, H+T+D restrições de capacidade e 5 restrições de intercâmbio); pode ser resolvido no Excel, não sendo necessário desenvolver software específico

16

II. Despacho real [ONS]

- Problema de otimização que leva em conta:
 - Balanço hidráulico e restrições operativas na cascata
 - Restrições de transmissão
 - Metas de geração hidrelétrica total em cada submercado (vindas do despacho ideal ex-ante)
 - Custos de oportunidade dos agentes (os mesmos informados no despacho ideal ex-ante)
- Pode ser implementado na mesma cadeia de modelos do ONS (DECOMP e, no futuro, DESSEM e PREDESP) como otimização de uma etapa

17

III. Despacho ideal ex-post [MAE]

- Procedimento idêntico ao despacho ideal ex-ante, só que com diferenças nos dados utilizados:
 - Energia afluyente efetiva, calculada pelo ONS com base na operação real do sistema, ao invés de projeção da energia afluyente
 - Mercado, disponibilidades das usinas e capacidades de intercâmbio entre submercados efetivas, medidos ou calculados com base na operação efetiva do sistema
- Ofertas feitas pelos agentes permanecem as mesmas, exceto nos casos de alterações de disponibilidade de usinas

18

IV. Contabilização (1 de 3)

- Contabilização do faturamento compreende inicialmente duas parcelas:
 1. Diferenças entre produção (ou consumo) no despacho ideal ex-ante e montantes contratados são valorizadas aos preços do despacho ideal ex-ante;
 2. Diferenças entre produção (ou consumo) nos despachos ideais ex-post e ex-ante são valorizadas aos preços do despacho ideal ex-post
- Procedimento semelhante ao já proposto para o MAE

19

IV. Contabilização (2 de 3)

- Os excedentes financeiros (“surplus”) relativos às parcelas 1 e 2 são calculados separadamente, e alocados separadamente para cada parcela conforme procedimentos atuais do MAE
- As diferenças entre a produção e consumo do Despacho Real e os valores correspondentes obtidos no despacho ideal ex-post são alocadas ao Encargo de Serviços do Sistema (procedimento igual ao atualmente adotado)

20

IV. Contabilização (3 de 3)

- Além da contabilização financeira, é necessário estabelecer uma contabilidade da energia armazenada pertencente a cada agente em cada submercado
 - Contabilidade feita com base no despacho comercial ex-post

21

V. Conciliação (1 de 2)

- Existem pequenas diferenças entre a variação da energia armazenada física e a correspondente variação contábil
 - Imprecisão no cálculo das energias afluentes
 - Variação da altura dos reservatórios
 - Evaporação
 - Vertimentos localizados
 - Otimização com usinas individualizadas pode obter resultados melhores do que despachos comerciais
- Estas diferenças podem acumular e tornar-se significativas
 - Necessidade de conciliar energia armazenada contábil com energia armazenada física

22

V. Conciliação (2 de 2)

- Forma de conciliar
 1. Periodicamente (p/ex: semanalmente) ONS calcula energia armazenada física em cada submercado com base em valores medidos dos volumes dos reservatórios
 2. Diferença entre energias armazenadas física e contábil deve ser adicionada às energias afluentes consideradas armazenáveis utilizadas nos despachos comerciais do período seguinte
- Variação na energia armazenada devida à entrada em operação de usina a jusante de reservatório existente deve ser conciliada por correção uniforme (multiplicação por um fator) das energias armazenadas nos submercados envolvidos

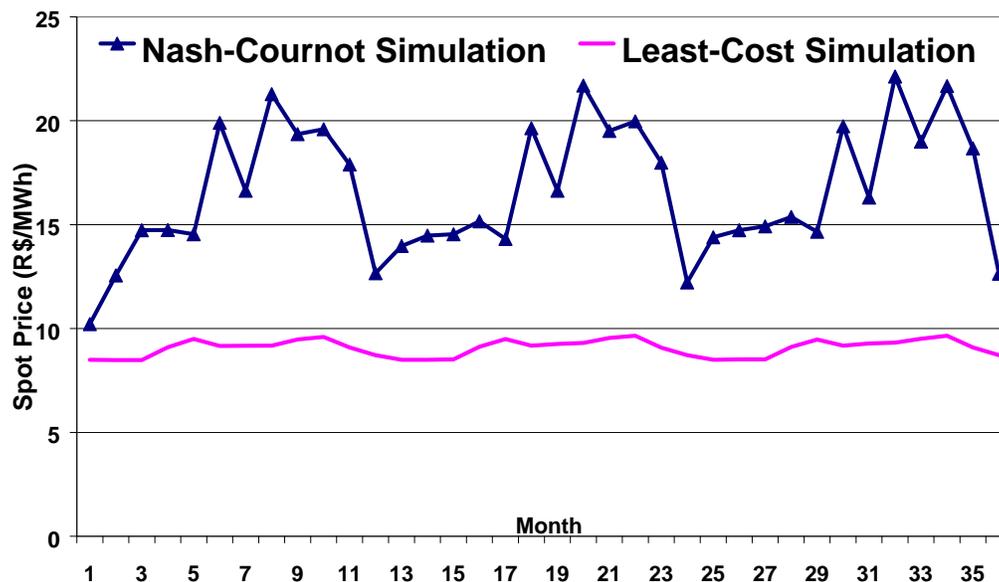
23

A Questão do Poder de Mercado

- Determinadas empresas detêm grandes parcelas de energia em seus submercados e poderiam exercer poder de mercado:
 - Aumentando os preços de sua energia e/ou tornando parte dela indisponível
 - “Dumping” - Vendendo energia a preços excessivamente baixos, de forma a impedir a entrada de concorrentes
- No entanto, aspectos da proposta e as próprias características do sistema brasileiro reduzem substancialmente a dimensão do problema

24

Poder de Mercado para Aumentar Preços



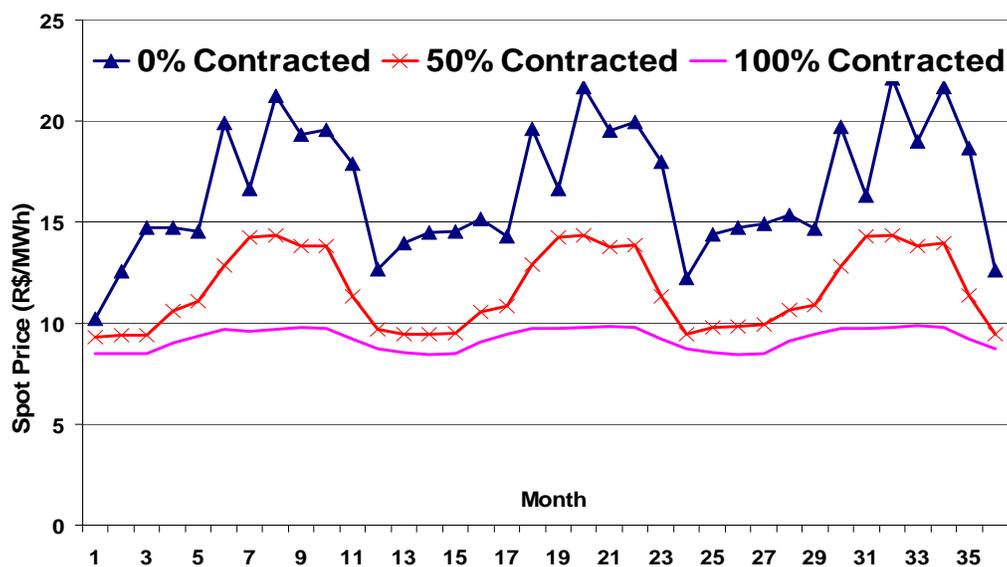
25

Poder de Mercado x Contratação

- O exercício do poder de mercado no despacho depende da presença de energias não contratadas e de cargas sem contrato ou contratos sem capacidade de geração
 - A tentativa de exercer poder de mercado por parte de geração contratada envolve grandes riscos para o gerador
 - ⇒ O exercício do poder de mercado está limitado a uma parcela pequena da energia produzida e consumida no sistema
- No sistema brasileiro, quase todas as usinas e cargas estão contratadas, e os contratos têm respaldo físico de geração
 - Ou seja, o mercado de curto prazo envolve uma pequena parcela da totalidade das transações comerciais

26

Contratos Diminuem Poder de Mercado



27

Energia Não-Armazenável diminui poder de mercado

- Toda energia não-armazenável, inclusive aquela correspondente às vazões mínimas defluentes dos reservatórios, é automaticamente ofertada à tarifa de otimização
⇒ Uma parte importante da energia hidroelétrica estará fora da oferta de preços

28

Poder de mercado para “dumping”

- A curva de aversão a risco é garantia contra “dumping”
 - Energia vendida a preço muito baixo não será despachada fisicamente
 - Mudança na forma de aplicar a curva garante que agentes que tentem fazer “dumping” assumam os riscos financeiros associados

29

Adaptação da Aversão a Risco (1 de 3)

1. O despacho comercial será realizado sem considerar a curva de aversão a risco;
2. Caso o armazenamento resultante seja inferior à curva de aversão a risco, serão adicionados os recursos que não estiverem despachados necessários para levar o armazenamento ao nível desejado;
3. Os recursos despachados devido a (2) acima serão considerados “geração forçada”;

30

Adaptação da Aversão a Risco (2 de 3)

4. A energia que deixar de ser despachada devido à geração forçada obtida em (3) acima será leiloadada a qualquer agente que se disponha a adquiri-la por um preço igual a no mínimo o do último recurso despachado em (2). Caso nenhum agente se disponha a comprá-la por este preço, ela será adquirida pelo sistema com o Encargo de Serviços do Sistema e considerada energia armazenada pertencente ao sistema;
5. Os agentes que adquirirem energia desta forma terão pleno direito de oferecê-la ao MAE ao preço que acharem conveniente;

31

Adaptação da Aversão a Risco (3 de 3)

6. O processo, incluindo leilão de toda a energia armazenada pertencente ao sistema, prosseguirá enquanto o armazenamento for inferior à curva de aversão a risco, com o resultado do leilão sendo abatido do encargo de serviços do sistema;
7. Caso o armazenamento do sistema retorne a valores superiores à curva de aversão a risco e alguma energia armazenada permaneça em mãos do sistema, os leilões prosseguirão, agora tendo como limite inferior de preço o próprio preço do MAE.

32

Aversão a vertimentos (a discutir)

- Uma forma de evitar o exercício de poder de mercado através de conluio para elevar preços é estabelecer uma curva a risco de vertimento
- Proposta: estabelecer níveis de armazenamento para cada submercado acima dos quais a energia deverá ser vendida à tarifa de otimização
 - Curvas deverão ser calculadas pelo ONS de forma análoga às atuais curvas de aversão a risco, mas com objetivo inverso: determinar o nível a partir do qual há praticamente certeza de vertimento

33

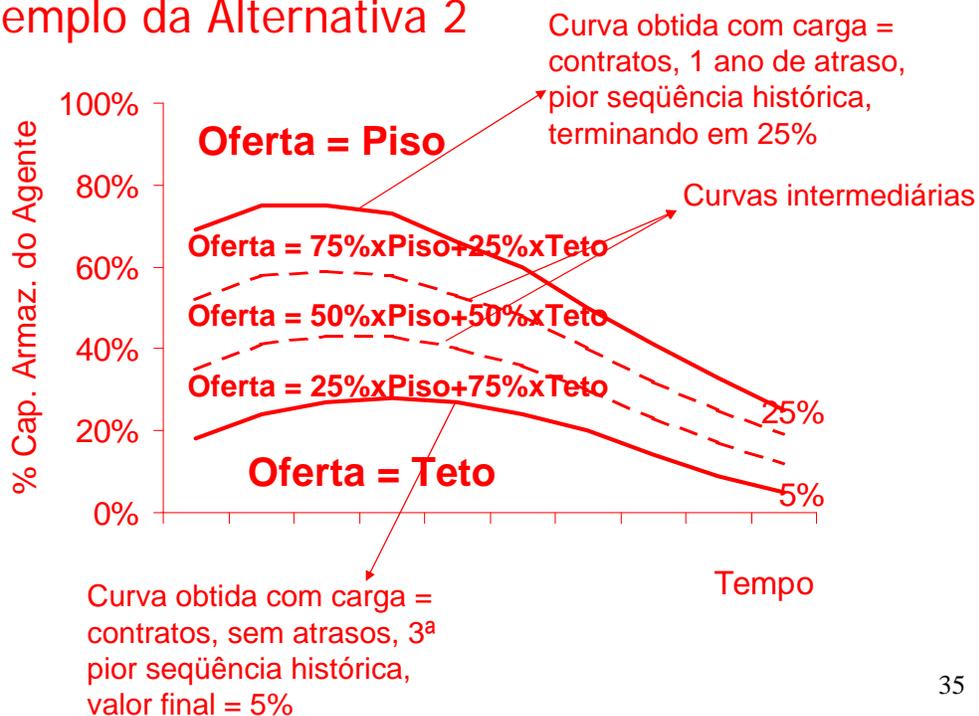
Oferta de Preços por Empresas Públicas

- Empresas públicas devem realizar suas ofertas de preços de forma transparente
 - Alternativa 1: ONS calcula seu custo de oportunidade e realiza oferta em seu nome
 - Alternativa 2: oferta de preço baseada em curvas de aversão a risco de cada empresa construída com critérios determinísticos
 - Energia necessária para atender aos próprios contratos considerando disponibilidade de energia baseada em seqüências históricas, hipóteses prefixadas quanto a atrasos em novos empreendimentos, valores arbitrados para estoque mínimo
 - Preços ofertados baseados em piso do MAE (tarifa de otimização), preço-teto do MAE e VN
 - Otimização atingida por ofertas de outros agentes no mesmo submercado e em submercados vizinhos

34

Oferta de Preços por Empresas Públicas

- Exemplo da Alternativa 2



35

Questões Adicionais

1. Período de apuração
2. Tratamento das perdas
3. Elo hidráulico entre submercados
4. Capacidade de Armazenamento
5. Vazão Mínima
6. Controle de Cheias
7. Novos agentes
8. Potência

36

Q1. Período de apuração (1 de 2)

- Passos apresentados correspondem ao funcionamento do MAE em base diária, com período de apuração horário e dupla liquidação (ex-ante e ex-post)
 - Motivo: este é o formato “definitivo” das Regras do MAE
- Enquanto liquidação for única, despacho ex-post poderá ser considerado idêntico ao despacho ex-ante, e restante do procedimento pode ser mantido
 - Motivo: esta é a forma mais simples de trabalhar com liquidação única mantendo coerência com a dupla liquidação

37

Q1. Período de apuração (2 de 2)

- Enquanto liquidação for semanal, despachos comerciais serão semanais. Neste caso, convém permitir que os agentes ofertem curvas com quantidade e preço (ex: três patamares)
 - Motivo: com oferta única, agentes não terão controle sobre seu deplecionamento ao longo da semana

38

Q2. Tratamento das perdas (1 de 3)

- Metodologia atual de tratamento das perdas:
 - Perdas são calculadas a partir dos resultados da operação real do sistema:
$$\text{Perda} = \text{Geração} - \text{Consumo}$$
 - Perdas são rateadas entre produção e consumo em cada submercado, e alocadas uniformemente a todas as fontes de geração de cada submercado
 - Despachos comerciais são realizados na barra de geração

39

Q2. Tratamento das perdas (2 de 3)

- Proposta:
 1. Por enquanto, manter despacho comercial da forma atual (na barra de geração)
 2. Adicionar perdas totais à carga para efeitos de despacho (perdas estimadas no despacho ex-ante, perdas constatadas no despacho ex-post)
 3. Ao fazer a contabilização, mapear toda a produção e consumo para os centros de gravidade dos submercados com estes coeficientes
 - Ex: produção de 100 MWh no despacho comercial pode resultar em 97 MWh na contabilização, mas a redução da energia armazenada é 100 MWh

40

Q2. Tratamento das perdas (2 de 3)

- No futuro, as perdas deverão ser alocadas de forma individualizada
 - Energias asseguradas deverão levar perdas em consideração para repartição das energias afluentes
 - Detalhamento específico depende da forma exata do tratamento das perdas no futuro
- ⇒ Questão da forma de considerar as perdas no futuro será resolvida assim que o tratamento comercial das perdas no MAE seja definido

41

Q3. Elo hidráulico (1 de 3)

- Há casos em que a água em um reservatório corresponde a energia armazenada em mais de um submercado
 - Exemplos: Três Marias, Serra da Mesa
- O cálculo das energias afluente e armazenada deve alocar corretamente as energias aos devidos submercados
 - Exemplo: a água afluente a Três Marias corresponde a energia afluente armazenável no Sudeste (geração em Três Marias) e no Nordeste

42

Q3. Elo hidráulico (2 de 3)

- A água defluente destes reservatórios corresponde sempre à produção de energia armazenável
 - Exemplo: a água defluente de Três Marias corresponde a redução de energia armazenada no Sudeste (produzida em Três Marias) e no Nordeste

43

Q3. Elo hidráulico (3 de 3)

- O despacho otimizado deve levar em conta esta questão
 - Produção destas bacias deverá ser considerada separadamente na otimização já no despacho comercial
 - Despacho comercial deverá ser mais sofisticado do que simples “empilhamento” de fontes de energia
 - Ofertas de preços orientarão também despacho destas bacias

44

Q4. Capacidade de Armazenamento

- Quando o sistema atinge sua capacidade de armazenamento, ocorrem vertimentos
 - Questão: qual energia verte?
- ⇒ Necessidade de atribuir capacidades de armazenamento aos diversos agentes

45

Q4. Cap. de Armaz. x Submercados (1 de 2)

- Da mesma forma que ocorre com a energia afluyente, a capacidade de armazenamento está associada aos submercados
- ⇒ Necessidade de regra para definir capacidade de armazenamento associada a cada usina e alocação por submercados
- Proposta:
 - Qualquer agente poderá armazenar energia em qualquer submercado, desde que haja espaço para isto nos respectivos reservatórios
 - Se não houver espaço no submercado, será dada preferência aos agentes que possuem capacidade de armazenamento
 - A capacidade de armazenamento de cada submercado deve ser atribuída exclusivamente às usinas daquele submercado, proporcionalmente às suas energias asseguradas

46

Q4. Cap. de Armaz. x Submercados (2 de 2)

- Justificativa:
 - Submercados com maior capacidade de armazenamento são justamente os importadores de energia
 - ⇒ Agentes dos submercados importadores necessitam toda sua capacidade de armazenamento
 - Evitar poder de mercado
 - Se um agente puder impedir que outros armazenem energia em “seu” reservatório, ele terá poder de mercado mesmo que reservatório não esteja cheio, impedindo outros de armazenar
 - Se o reservatório estiver cheio, exercício de poder de mercado por parte dos que têm direito à capacidade de armazenamento será inútil

47

Q5. Vazão Mínima

- A energia correspondente à vazão mínima defluente dos reservatórios deve ter tratamento semelhante ao da geração forçada
- ⇒ Propõe-se que a energia seja considerada como ofertada pelos detentores de energia armazenada, proporcionalmente às suas energias armazenadas em cada submercado, à tarifa de otimização

48

Q6. Controle de Cheias

- O controle de cheias normalmente é efetuado através do estabelecimento de “volumes de espera” para os reservatórios envolvidos
 - Estes volumes devem ficar vazios durante determinados meses do ano
- ⇒ Propõe-se que a presença de volumes de espera seja tratada como variação da capacidade de armazenamento dos submercados

49

Q7. Entrada de novos agentes (1 de 2)

- A entrada no sistema de um novo produtor hidroelétrico implica em um rearranjo nos direitos sobre as energias afluentes e capacidades de armazenamento

50

Q7. Entrada de novos agentes (2 de 2)

- Propostas:
 1. O enchimento do volume morto da nova usina será descontado da energia afluyente dos agentes existentes
 - Motivo: manter coerência com o MRE atual
 2. Sempre que uma nova usina entrar no sistema, haverá realocação da(s) capacidade(s) de armazenamento no(s) subsistema(s) afetado(s)
 - Motivo: direitos da nova usina
 3. A usina entrará “vazia” e deverá utilizar suas parcelas de energia afluyente para “encher” seu reservatório
 - Motivo: a nova usina não deve retirar energia que tenha sido armazenada pelas outras

51

Q8. Potência (1 de 2)

- A oferta de preços para usinas hidroelétricas é coerente com o estabelecimento de limitações à oferta baseadas em potência
- Vantagens destas limitações:
 - Evitam que indisponibilidade de equipamentos seja coberta pelo MRE
 - Incentivam a disponibilidade
 - Valorizam usinas que têm mais potência instalada
 - Evitam que toda a energia despachada em um período de apuração seja concentrada em um número reduzido de agentes
 - Estabelecem coerência entre capacidade de despacho e limite de contratação

52

Q8. Potência (2 de 2)

- Formas possíveis de implementar:
 1. Limite = potência assegurada
 - Vantagem: simplicidade
 - Problema: sem incentivo à manutenção
 2. Limite = disponibilidade (%) x potência
 - Vantagem: estímulo direto à manutenção
 - Problema: possibilidade de conluio para indisponibilizar potência e aumentar preço
- ⇒ Proposta: usar composição de ambos
- Ex: limite = 80% da potência assegurada + 20% de (disponibilidade x potência)
 - Necessidade de realizar os testes de disponibilidade previstos nas Regras do MAE
 - Base para correção das potências asseguradas