

Assunto: Regulamentação da redução do número de submercados de quatro para dois a partir de 1º de janeiro de 2003 – Recomendações finais

## 1. Introdução

Esta Nota Técnica tem como objetivo principal destacar os aspectos técnicos, comerciais e legais associados à regulamentação da redução do número de submercados de quatro para dois a partir de 1º de janeiro de 2003, conforme estabelece a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 6, de 21 de agosto de 2002. Na prática, as recomendações que constam desta Nota Técnica resultaram de três reuniões envolvendo ANEEL, MAE e ONS e da Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002.

## 2. Aspectos Conceituais

Uma das características mais importantes dos modelos implantados no setor elétrico de diversos países consiste na premissa de que a competição é o melhor caminho para a busca da eficiência, sobretudo a eficiência microeconômica, ou seja, da empresa e do setor como um todo. Esta premissa também é adotada no Brasil, o que está implícito na legislação editada desde meados dos anos 90, como a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Acontece que, no setor elétrico, a exemplo do que ocorre em toda indústria organizada sob a forma de rede (como gás natural e telecomunicações), alcançar a competição não é uma tarefa trivial, sobretudo quando os diferentes segmentos da cadeia podem ser executados de forma total ou parcialmente verticalizada. O problema é ainda mais complexo quando a “parte rede” da cadeia (ou *essential facilities*<sup>1</sup>) é considerada monopólio natural e seus extremos são tidos como sujeitos à competição. A rigor, para que haja a tal concorrência, o acesso de todos à rede deve ser livre e em iguais condições, sob pena de se permitir a criação de poder de monopólio para alguns. Algumas dificuldades conceituais são inerentes aos modelos de mercado no tocante às redes de transmissão: (i) os atributos físicos de uma rede elétrica não permitem casar fisicamente um consumidor específico com um fornecedor específico de eletricidade; (ii) geração e consumo têm que ser balanceados instantaneamente para manter a frequência, tensão, e estabilidade da rede; e (iii) o uso da rede por um consumidor/fornecedor influencia a capacidade de um outro consumidor/fornecedor em usar a mesma rede.

De uma maneira geral, a escolha entre a configuração de um sistema elétrico em um pequeno ou em um grande número de submercados também é uma questão bastante complexa e tende a ser

---

<sup>1</sup> Maiores detalhes sobre o conceito de “*essential facilities*” podem ser encontrados em Cabral (2001) ou Joskow e Tirole (2000).

dependente não somente de razões técnicas, como também de argumentos econômicos não obviamente técnicos, como o aumento do grau de competição. Neste contexto, a decisão por um modelo com um grande número de submercados, reconhecendo a diferença de preços em cada um deles, ou por um modelo em que vários submercados são administrativamente agregados, reduzindo a importância das restrições, é um tema cujas respostas não são nem um pouco consensuais.

De qualquer maneira, a julgar pelo resultado do leilão de venda de energia realizado em 19 de setembro de 2002, o agrupamento de submercados tornou efetiva a competição no Sudeste, dada a entrada da CHESF e da Tractbel, por exemplo, e os preços finais foram bem menores do que os esperados. Em última instância, o compromisso entre benefícios da competição, investimento em transmissão e ações do regulador contra práticas anti-competitivas seria o fator determinante dos principais efeitos da agregação de submercados para os consumidores, conforme é visto ainda nesta seção. Portanto, o tratamento que é dado à rede de transmissão (que é o objeto desta Nota Técnica) é fundamental para o sucesso competitivo de um modelo.

Vale ressaltar que, pelas mesmas razões acima, em um sistema elétrico operando em *pool*, com coordenação centralizada ou não, é fator determinante da eficiência econômica (resultante da competição) a utilização de critérios racionais para estabelecer o número de submercados, uma vez conhecido o conjunto de regiões geográficas eletricamente interligadas e a configuração da capacidade instalada.

Em geral, o número de submercados é função das restrições (permanentes) de transmissão. Em outras palavras, tal como descrito em Harvey e Hogan (2000), Johnsen et. al. (1999) e NEMMCO (2002), os submercados são criados na medida em que as restrições de transmissão são permanentes (ou aparecem com elevada frequência). Neste caso, o preço ótimo de cada sub-mercado é diferente e, quando é possível a concorrência entre agentes de tais submercados, o preço é maior para quem está no lado importador da rede, dado o poder de monopólio que resulta da restrição de transmissão, como é visto adiante<sup>2</sup>. Por outro lado, sempre que as restrições de transmissão não forem frequentes ou sempre que for viável a agregação de submercados, naturalmente haverá um aumento da competição, com os preços praticados sendo iguais aos custos marginais do sub-mercado de menor custo. Os efeitos disso sobre a sistemática de alocação dos recursos é que interessa discutir no momento.

Para a análise desses efeitos, é importante lembrar que, para o operador do mercado, entidade responsável pelo despacho comercial, as restrições internas aos submercados não são consideradas, i. e., a rede de transmissão é considerada com capacidade infinita. Isso decorre da consideração de preços idênticos nos diferentes pontos do sub-mercado.

## 2.1. Caso dos submercados separados (*Caso 1*)

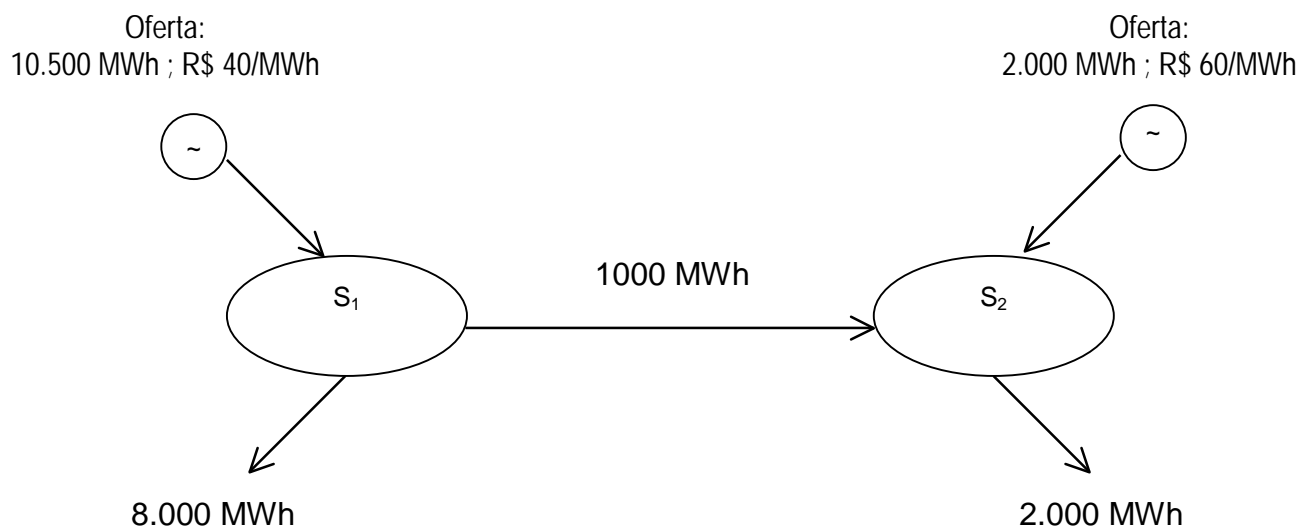
Seja um exemplo simples, de dois submercados ( $S_1$  e  $S_2$ ), conforme Figura 1 (despacho comercial) abaixo, com o despacho sendo realizado ao mínimo custo e com competição nos dois submercados. As demandas em  $S_1$  e  $S_2$  são de, respectivamente, 8.000 MWh e 2.000 MWh e há uma oferta<sup>3</sup> de 10.500 MWh em  $S_1$  e 2.000 MWh em  $S_2$ . Os custos marginais de tais ofertas são calculados em R\$ 40/MWh em  $S_1$  e R\$

---

<sup>2</sup> Propositadamente, a descrição conceitual aqui utilizada, apesar de bem exemplificada, abordará um caso geral e não o específico do modelo brasileiro.

<sup>3</sup> A capacidade de geração é apresentada em MWh apenas para facilitar uma compreensão mais direta do problema, i.e., sem a necessidade de estimar um fator de capacidade.

60/MWh em S<sub>2</sub>. Suponha, finalmente, que a transmissão entre S<sub>1</sub> e S<sub>2</sub> esteja limitada a 1.000 MWh. Para este exemplo (*Caso 1*), o total de pagamentos e recebimentos nos dois submercados pode ser visto na Tabela 1:



**Figura 1 - Dois submercados com restrição de transmissão**

Tabela 1 – *Caso 1*: Dois submercados com restrição de transmissão - contabilização

Sub-mercado	CMO (R\$/MWh)	Preço (R\$/MWh)	Geração (MWh)		Demanda (MWh)	Pagamentos (R\$ x 1.000)		Recebimentos (R\$ x 1.000)	
			programada	realizada		Demanda	Restrição de geração	Geração realizada	Restrição de geração
S <sub>1</sub>	40	40	9.000	9.000	8.000	320,00	-	360,00	-
S <sub>2</sub>	60	60	1.000	1.000	2.000	120,00	-	60,00	-
<b>Total</b>						<b>440,00</b>	-	<b>420,00</b>	-
Excedente financeiro									20,00

Observe-se que, no caso acima, o total dos pagamentos é maior do que o total dos recebimentos, o que caracterizaria um excedente financeiro (ou renda vinculada à restrição de transmissão), o qual pode ser também calculado pela diferença entre os preços multiplicada pelo volume de energia transmitida. Como há restrição de transmissão, os geradores de S<sub>1</sub>, que têm preços menores, não seriam totalmente despachados pelo operador de mercado, mas teriam direitos a uma receita<sup>4</sup> de R\$ 20.000,00 sob a forma de incentivos pela capacidade instalada a custos mais baixos. Cabe ressaltar que o gerenciamento do excedente financeiro tem sido objeto de publicações, e que alguns autores argumentam que o excedente financeiro deveria

<sup>4</sup> Aqui, para facilitar a compreensão, o pressuposto é de que não há outros tipos de alívio de exposição, como MRE, contratos iniciais etc. Ou seja, o excedente financeiro pode ser totalmente alocado para os geradores cujo despacho comercial é limitado pela restrição de transmissão.

ser alocado na rede de transmissão para reduzir ou mesmo eliminar a restrição da transmissão entre submercados.

## 2.2. Caso da agregação de submercados (*Caso 2*)

Se, no mesmo exemplo hipotético, supõe-se que não há restrição de transmissão, ou se os dois submercados são tomados como um só (*Caso 2*), o resultado da contabilização seria como mostrado na Tabela 2:

Tabela 2 – *Caso 2*: agregação dos submercados - contabilização

Sub-mercado	CMO (R\$/MWh)	Preço (R\$/MWh)	Geração (MWh)		Demanda (MWh)	Pagamentos (R\$ x 1.000)		Recebimentos (R\$ x 1.000)	
			programada	realizada		Demanda	Restrição de geração	Geração realizada	Restrição de geração <sup>5</sup>
S <sub>1</sub>	40	40	10.000	9.000	8.000	320,00	48,00	360,00	40,00
S <sub>2</sub>	60	40	0.0	1.000	2.000	80,00	12,00	40,00	20,00 <sup>6</sup>
<b>Total</b>						<b>400,00</b>	<b>60,00</b>	<b>400,00</b>	<b>60,00</b>
<b>Renda da Restrição</b>									<b>60,00</b>

Neste segundo caso, a competição entre os geradores dos dois submercados, agregados neste *Caso 2*, faz com que o preço praticado seja o menor (R\$ 40/MWh) e, supostamente, maiores seriam os benefícios para o consumidor (menores pagamentos). Sucede que, de fato, a restrição de transmissão continuaria existindo, só pode ser transmitido o máximo de 1.000 MWh, e, nesta situação, o pagamento total passaria para R\$ 460 mil e não mais R\$ 440 mil, como no *Caso 1*. Acontece que os geradores de S<sub>1</sub> receberiam R\$ 360 mil (9.000×40,00) pela geração realizada e R\$ 40 mil (1.000×40) por estarem na situação de *constrained off*, ou seja, impedidos de realizar o despacho programado pelo operador do mercado por restrição de transmissão. Da mesma forma, os geradores de S<sub>2</sub> receberiam R\$ 60 mil (1.000×60) por gerarem um montante acima daquele programado pelo operador do mercado (*constrained on*), para compensar a geração *constrained off* dos geradores de S<sub>1</sub>. Na realidade, o descolamento entre o despacho físico e o despacho comercial provoca um aumento de R\$ 20 mil nos pagamentos por restrição de transmissão, o que, em não sendo eliminada tal restrição, seria um custo da agregação dos submercados.

Um detalhe bastante relevante reside na nova alocação dos pagamentos. No *Caso 1* (com dois submercados), os consumidores de S<sub>1</sub> seriam responsáveis pelo pagamento de 72,7% (320/440) do total de pagamentos, enquanto no *Caso 2* (com o agrupamento de S<sub>1</sub> e S<sub>2</sub>) eles passariam a responder por 80% ((320 + 48)/460). Isto decorre do fato de que, com a agregação de submercados, dos R\$ 60 mil que são pagos por restrição de transmissão, 4/5 seria responsabilidade dos consumidores em S<sub>1</sub>, tendo em vista que o rateio é proporcional à carga. No *Caso 1*, todo o pagamento por restrição de transmissão é alocado aos consumidores de S<sub>2</sub>.

<sup>5</sup> Neste caso, assume-se um modelo teórico onde tanto a geração *constrained off* como a geração *constrained on* são valoradas às suas ofertas.

<sup>6</sup> O valor desta célula representa o montante adicional (além da receita pela geração verificada, valorada ao preço de mercado) a ser repassado para a geração *constrained on*, de modo a atender o exposto na nota acima.

Ou seja, a agregação (administrativa) de submercados, se não for acompanhada de investimentos efetivos na eliminação das restrições de transmissão, não assegura melhorias relativamente à situação anterior, especialmente em termos de pagamentos e recebimentos. Como prevê a teoria (ver, por exemplo, Hogan (1998); Yoon e Ilic (2000) e DOE (2002)), o incentivo à competição por meio da agregação de submercados tende a ser mais efetivo quando a expansão da rede elimina as restrições de transmissão.

Além disso, quando os mercados são separados (ou quando a restrição de transmissão não é administrativamente retirada), o pagamento pela restrição de transmissão é efetuado pelos consumidores de  $S_2$ , enquanto no caso da agregação dos mercados esse pagamento é distribuído por todos os consumidores (de  $S_1$  e  $S_2$ ).

### 2.3. Caso dos Sinais Locacionais e Poder de Mercado (Caso 3)

Uma abordagem também interessante para o tratamento do problema da agregação dos submercados, dentro ou não de sua premissa natural (na qual o número de submercados dependeria do grau de permanência da restrição de transmissão), implica avaliar seus efeitos sobre a localização da oferta de eletricidade. Se os mercados são separados, a racionalidade econômica indicaria que os geradores tenderiam a se localizar em  $S_2$  (maior preço e não sujeição à restrição de transmissão). No entanto, quando os dois submercados são agregados deixa de ser importante para os geradores se eles vão instalar suas plantas em  $S_1$  ou  $S_2$ . Analogamente, a racionalização econômica não se verificaria quando do crescimento locacional da demanda, i. e., para novos agentes consumidores seria indiferente se conectar em regiões geo-energéticas com maior ou menor disponibilidade de energia e conseqüente maior ou menor nível de competitividade.

Admitamos que as usinas em  $S_1$  pertençam a um só controlador, que os 10.500 MWh sejam divididos conforme a Figura 2 e que o preço do menor gerador seja R\$ 58/MWh, portanto menor do que o preço dos geradores em  $S_2$  (R\$ 60/MWh). Neste caso, se os mercados fossem separados, com possibilidade de transmissão de apenas 1.000 MWh, teríamos os mesmos resultados da Tabela 1.

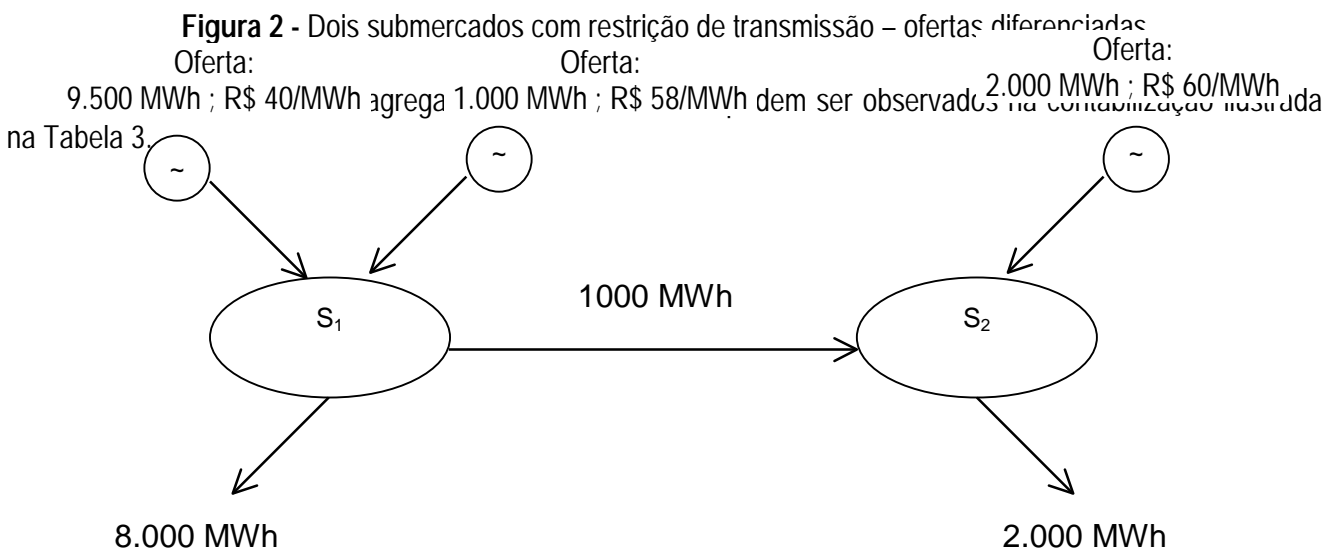


Tabela 3 – *Caso 3*: agregação dos submercados com ofertas diferenciadas - contabilização

Sub-mercado	CMO (R\$/MWh)	Preço (R\$/MWh)	Geração (MWh)		Demanda (MWh)	Pagamentos (R\$ x 1.000)		Recebimentos (R\$ x 1.000)	
			programada	realizada		Demanda	Restrição de geração	Geração realizada	Restrição de geração
S <sub>1</sub>	58	58	10.000	9.000	8.000	464,00	48,00	522,00	58,00
S <sub>2</sub>	60	58	0.0	1.000	2.000	116,00	12,00	58,00	2,00
<b>Total</b>						<b>580,00</b>	<b>60,00</b>	<b>580,00</b>	<b>60,00</b>
<b>Renda da Restrição</b>									<b>60,00</b>

Logo, mesmo que haja uma usina (em S<sub>1</sub>) com preço menor do que o praticado em S<sub>2</sub>, a agregação dos submercados pode produzir um enorme poder de monopólio para o gerador de S<sub>1</sub>, a tal ponto que a suposta vantagem da competição resultaria em um aumento de quase 23% nos pagamentos das cargas, se comparado com o *Caso 1*, que seria o caso normal. Em outras palavras, ao se reduzir a importância dos efeitos locais, permitindo que a geração se localize de maneira diferente do que indicariam os sinais econômicos, se estaria criando também a possibilidade para que alguns geradores exercessem poder de mercado, o que exigiria maior vigilância do regulador e dos órgãos de defesa da concorrência.

#### 2.4. Conclusão dos aspectos conceituais

Com os exemplos acima procura-se mostrar, ainda que conceitualmente, os eventuais impactos da agregação de dois submercados. Na realidade, porém, os efeitos vistos acima devem ser confrontados com os impactos da competição que, no caso brasileiro, ao se comparar o caso do leilão de venda de energia das geradoras sob controle federal, foi bastante acentuado. Entretanto, os benefícios de longo prazo de tal decisão estariam relacionados principalmente, à eliminação das restrições de transmissão entre os submercados e ao poder de vigilância das instituições de regulação e defesa da concorrência.

### 3. Legislação e regulamentação pertinentes

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, introduziu a idéia de submercados e pontos de referência, como pode ser visto abaixo.

*“Art. 15 Os preços do mercado de curto prazo serão determinados separadamente, por áreas de mercado, segundo as regras do Acordo de Mercado.*

*§ 1º O critério determinante para a definição das áreas de mercado será a presença e duração de restrições relevantes de transmissão nos fluxos de energia dos sistemas interligados.*

*§ 2º O preço em cada área de mercado levará em conta o ajuste de todas as quantidades de energia pela aplicação do fator de perdas de transmissão, relativamente a um ponto comum de referência, definido para cada área de mercado.*

*Art. 16 As regras de comercialização do MAE explicitarão os critérios de alocação de receitas financeiras ocasionadas pelos fluxos de energia entre áreas de mercado."*

A Resolução ANEEL nº 18, de 28 de janeiro de 1999, homologa o Acordo do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, com base no "Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do MAE", o qual sugere que:

*"Inicialmente serão estabelecidos quatro submercados, correspondendo às regiões dos sistemas interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O ONS redefinirá periodicamente a configuração de submercados e as fronteiras entre eles, tendo em conta as principais e persistentes restrições de transmissão entre regiões geo-elétricas dos sistemas interligados, submetendo propostas de modificação à aprovação da ANEEL."*

A Resolução ANEEL nº 290, de 3 de agosto de 2000, estabelece que:

*"Art. 5º ...*

*I – O ONS deverá definir, até 25 de agosto de 2000, as fronteiras dos atuais 4 (quatro) submercados, definidos como sendo Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que vigorarão até 31 de dezembro de 2005;*

*II – O ONS e o MAE deverão estabelecer, até 31 de dezembro de 2000, os critérios e a periodicidade para definição e alteração de submercados, contemplando mecanismo de transição para os contratos bilaterais já firmados;*

*III – Os contratos bilaterais a serem celebrados entre agentes, para serem registrados no MAE, deverão ser discriminados por período de apuração e ajustados ao ponto de referência do submercado do comprador;"*

A Resolução ANEEL nº 402, de 21 de setembro 2001, estabelece provisoriamente, isto é, até que sejam concluídos os estudos em desenvolvimento pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, os pontos de fronteiras entre os quatro submercados Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Por outro lado, o art. 12 da Lei nº 9.648, de 1998, que fixava a obrigatoriedade da adesão ao Acordo Multilateral que instituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, foi revogado pelo art. 6º da Medida Provisória nº 29, de 7 de fevereiro de 2002, convertida na Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, que dispõe sobre a autorização, regulação e fiscalização do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, pessoa jurídica de direito privado.

A Convenção do Mercado, instituída pela Resolução ANEEL nº 102, de 1º de março 2002, estabelece que:

*"Art. 42. Continuam em vigor as seguintes Regras de Mercado:*

...

*III – estabelecimento dos Submercados de Energia Elétrica;  
V – Encargos de Serviços do Sistema;”*

A Resolução ANEEL nº 446, de 22 de agosto 2002, que trata dos ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do MAE, estabelece que:

*“Art. 2º. ....:*

*I – o MAE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS deverão submeter à aprovação da ANEEL, até 31 de dezembro de 2002, para implantação até 1º de julho de 2003, a metodologia de **definição do ponto de referência** de cada submercado e o respectivo **mecanismo para cálculo dos fatores de perdas**, aplicáveis à geração e ao consumo verificados, considerando os aspectos locacionais;*

*II – até que seja aprovada a metodologia de que trata o inciso I, os fatores de perdas, por período de apuração e por submercado, aplicáveis à geração e ao consumo verificados, deverão ser calculados utilizando o mesmo procedimento adotado na definição dos Contratos Iniciais, conforme a Resolução ANEEL nº 244, de 30 de julho de 1998;”*

A Resolução GCE nº 102, de 1º de fevereiro 2002, estabelece que:

*“Art. 7º Até 31 de dezembro de 2002, será adotado, para análise das condições de atendimento energético e para formação de preço, mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento, externo aos programas computacionais, baseado na adoção, por submercado, de curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, revisada anualmente.*

*§ 1º Os limites mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes para os submercados Sudeste/Centro Oeste e Nordeste não serão considerados no cálculo do CMO e na formação de preço do mercado.”*

Por último, a Resolução CNPE nº 6, de 21 de agosto 2002, estabelece que:

*“Art. 1º A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL regulamente a redução, a partir de 1º de janeiro de 2003, do número de submercados de energia elétrica de quatro para dois.”*

#### **4. Estudos sobre a definição do número de submercados**

##### **4.1. Estudos anteriores**

A definição do número de submercados tem sido objeto de discussão e estudos há muito tempo. Estudos anteriores foram reportados no relatório “Critérios para a Definição de Submercados no MAE – Proposta Técnica e Caso Exemplo Preliminar” preparado para o ONS por PSR Consultoria em Dezembro de 2000, e na Nota Técnica ONS-MAE-CCPE 001/2001 “Viabilidade Técnica e Econômica do Mercado Único no Sistema Brasileiro”, de 17 de setembro de 2001.

## 4.2. Estudos do Comitê de Revitalização – Relatório de consultores

A Medida Provisória nº 2.198-3, de 29 de junho de 2001, cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Na seqüência de seus trabalhos a GCE emitiu a Resolução da GCE nº 18, de 22 de junho de 2001, que 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 instalação do Comitê ocorreu em 27 de junho de 2001.

O Grupo de Trabalho que trata do Tema 27 “Aperfeiçoamento do Processo de Definição de Submercados” demandou estudos à PSR Consultoria, tendo os mesmos sido finalizados em agosto de 2002 e formalizados na Nota Técnica “Metodologia para Identificação de Submercados no MAE”. Esse documento sugere a agregação dos quatro submercados existentes em dois submercados (Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste), com a manutenção da fronteira entre as regiões Sudeste e Norte/Nordeste.

## 5. Aspectos regulatórios e comerciais

### 5.1. Definição das fronteiras

Como descrito acima, o relatório dos consultores do CNPE sugere a manutenção da fronteira entre as regiões Sudeste e Norte/Nordeste, atribuição esta que, pelo está determinado no Decreto 2.655, de 1998 e na Resolução ANEEL nº 290, de 2000, pertenceria ao ONS.

Considerando o resultado das discussões em reunião realizada na SEM, com a presença de membros da Assessoria, da SRT, e da SRG; as contribuições constantes na Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002; e esclarecimentos à questões específicas fornecidos pelo ONS, é entendimento desta Superintendência que as fronteiras entre os submercados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste devem ser definidas como se segue:

Elemento de interligação	Tensão (kV)	Submercado	Ponto de fronteira
Transformador Miracema	138/500	Norte/Nordeste	Conexão do Transformador 500kV Subestação Miracema
Linha de Transmissão Colinas-Miracema circuito1	500	Norte/Nordeste	Entrada de Linha 500kV Subestação Miracema
Linha de Transmissão Colinas-Miracema circuito2	500	Norte/Nordeste	Entrada de Linha 500kV Subestação Miracema
Linha de Transmissão Gurupi-Alvorada circuito1	138	Sul/Sudeste/Centro-Oeste	Entrada de Linha 138kV Subestação Gurupi
Linha de Transmissão Serra da Mesa-Bom Jesus da Lapa circuito1	500	Norte/Nordeste	Entrada de Linha 500kV Subestação Serra da Mesa

## 5.2. Definição do ponto de referência

O mesmo relatório dos consultores do CNPE também sugere que não é necessário o estabelecimento de barras de referência. Entretanto, o ponto de referência se faz importante para os registros dos contratos bilaterais, uma vez que o Decreto nº 2.655/98 estabelece que:

*“Art. 26 Os contratos iniciais, a serem celebrados entre concessionários, permissionários e autorizados, na forma do disposto no art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998, e os demais previstos no art. 9º da mesma Lei, substituirão, para todos os efeitos, aqueles ajustados nos termos do art. 3º da Lei nº 8.631, de 1993.*

*§ 1º Os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica deverão ser referidos a um ponto comum em cada área de mercado e os montantes contratados serão considerados como entregues e recebidos nesse ponto.”*

A Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002 sugere que a localização do ponto de referência define apenas o rateio a ser efetuado entre os Agentes de Produção e Consumo de um sub-mercado, e que não há necessidade de definição de novos pontos de referência, dado que as perdas da Rede Básica dos submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste continuarão sendo rateadas entre os Agentes de Produção e Consumo, de cada sub-mercado, na proporção de 50%, conforme metodologia considerada nos Contratos Iniciais.

## 5.3. Tratamento das perdas elétricas

No que se refere às perdas elétricas, o relatório dos consultores do CNPE sugere que as atuais perdas unitárias nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste são semelhantes, e que deverá haver uma redução dos fatores de perda das demandas da região Norte associado a um pequeno aumento nos da região Nordeste.

Segundo a Nota Técnica “Metodologia para Identificação de Submercados no MAE” do consultor do Grupo de Trabalho que trata do Tema 27, “Aperfeiçoamento do Processo de Definição de Submercados”, no caso das regiões Norte e Nordeste, deverá haver uma redução dos fatores de perda das demandas da região Norte e um pequeno aumento nos da região Nordeste. Na opinião dos consultores, esta redução é desejável, pois ameniza uma distorção da metodologia atual, que atribui as perdas da interconexão ao submercado exportador.

Esta superintendência, entretanto, entende que podem haver questionamentos legais por parte dos agentes de distribuição da Região Nordeste, quando do aumento de suas cotas no rateio de perdas. Isso implicaria mudanças de contrato, o que não deve ocorrer.

Segundo Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002, não há qualquer obstáculo metodológico para o rateio das perdas elétricas após a redução do número de submercados, uma vez que, de acordo com a Resolução ANEEL nº 446, de 2002, no período anterior a julho de 2003, os fatores de perdas deverão ser calculados utilizando a mesma metodologia dos Contratos Iniciais; e que a Resolução ANEEL nº 395, de 2002, define critérios aplicáveis para as usinas conectadas à Rede Básica, excluindo aquelas ligadas às redes de distribuição. As mudanças então consistirão apenas no reagrupamento das usinas, dos consumos e da Rede

Básica dos novos submercados. A referida Nota Técnica, entretanto, não esclarece sobre a forma de transição para os agentes da região Norte e sobre os critérios para tratamento das perdas de Itaipu.

## **6. Aspectos operacionais do ONS e MAE**

### **6.1. Operação do sistema - Despacho físico**

Sob o ponto de vista dos aspectos operacionais e do relacionamento entre as ações do ONS e do MAE, sobretudo no que diz respeito à formação de preços e ao despacho ótimo, foram levantadas questões que também são críticas para as mudanças associadas à redução do número de submercados, destacando-se:

- (a) Existiriam dificuldades de operação do sistema quando da mudança para dois submercados, com os modelos de otimização, Procedimentos de Rede, e premissas atuais?
- (b) Os modelos computacionais atualmente validados necessitariam de mudanças?
- (c) Como deve ser praticado o limite de transmissão da interligação Norte-Sul?
- (d) De que forma devem ser representadas as bacias hidrológicas para a determinação do despacho e do preço do Mercado?

No tocante às questões acima, a Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002 sugere que:

- i.* os Procedimentos de Rede não são afetados pela redução do número de submercados;
- ii.* a representação do Sistema Interligado Nacional nos modelos de otimização (NEWAVE e DECOMP), que hoje considera a existência de quatro submercados, deverá ser mantida, após a redução para dois submercados. Para tanto, o ONS e o MAE continuarão considerando a existência de quatro sistemas interligados, com seus respectivos comportamentos hidrológicos considerando a reconhecida diversidade de afluências entre regiões. O MAE, entretanto, adotará limites de intercâmbio não restritivos entre os sistemas interligados Sul e Sudeste/Centro-Oeste e entre os sistemas interligados Norte e Nordeste.
- iii.* desta feita, não são necessárias mudanças nos modelos computacionais validados pela ANEEL.
- iv.* atualmente os limites de transmissão entre os submercados são os mesmos tanto no MAE quanto no ONS. Assim, considerando que a redução do número de submercados não afeta esta premissa, o limite de transmissão da interligação Norte-Sul a ser considerado pelo MAE no cálculo do preço de curto prazo será o mesmo que o utilizado pelo ONS na programação do despacho.

Destaque-se ainda que esta superintendência sugere uma análise mais detalhada da necessidade ou não de revisão de alguns módulos dos Procedimentos de Rede, como o Módulo 23 – Critérios para Estudos, Sub-módulos 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos; 23.4 Critérios para Estudos Energéticos; e 23.5 - Critérios de Estudos de Hidrologia Operacional.

## **6.2. Operação do mercado - despacho comercial e contabilização**

### **6.2.1. Regras do Mercado**

Da avaliação e discussões já efetuadas entre ANEEL, MAE e ONS, constatou-se que as Regras do Mercado aprovadas são aplicáveis aos dois submercados sem mudanças estruturais. Segundo a Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002 as Regras do Mercado são flexíveis em relação ao número de submercados, não sendo necessária qualquer alteração para a redução a ser implementada a partir de janeiro de 2003.

Entretanto, o Capítulo 2 das Regras do Mercado é explícito ao indicar a quantidade e o nome dos submercados. Além disso, existem equações (Seção 6.2.2) das Regras do Mercado que são específicas para quatro submercados, e que devem ser alteradas/retiradas com a fusão dos submercados. Adicionalmente, não será mais necessário o cálculo da exposição de contratos de ITAIPU Binacional, que envolve os atuais submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

### **6.2.2. Procedimentos do Mercado**

Entende-se que os registros dos contratos podem requerer alteração de Procedimentos de Mercado devido à mudança dos fatores de perdas. Deve-se avaliar cuidadosamente a existência de outras dificuldades de operação do mercado quando da mudança para dois submercados, com relação aos Procedimentos do Mercado, e premissas existentes atualmente. Como no caso anterior, as mudanças nos Procedimentos de Mercado também não impedirão a implementação da redução do número de submercados.

Segundo a Nota Técnica MAE/ONS nº 001/2002, os Procedimentos de Mercado terão impacto mínimo, uma vez que apenas no PM CO.01 – Contratos Bilaterais foi detectada uma referência explícita aos submercados atuais. Adicionalmente, em relação a questões operacionais do processo de Contabilização do MAE, a referida Nota Técnica destaca que os dados de medição e contratos já registrados no MAE deverão sofrer revisão de modelagem para adequação à fusão dos submercados. O MAE salienta que já iniciou o levantamento das necessidades de alterações em sistemas e rotinas para estar apto a apurar a contabilização de janeiro de 2003 com dois submercados.

## **7. Considerações Finais**

Da análise efetuada nesta Nota Técnica conclui-se que, sob o ponto de vista conceitual, a agregação dos submercados tem efeitos bastante positivos em relação à competição, mas tais efeitos seriam fortemente dependentes da conduta dos agentes, especialmente dos geradores, e da habilidade do regulador para avaliar as estratégias competitivas que possam levar ao exercício do poder de mercado.

Cabe ressaltar, por último, que o CMO e o Preço MAE são calculados para vigência de uma semana a contar de sábado, o que para o final do ano estaria associado ao período entre 28 de dezembro de 2002 e 03 de janeiro de 2003. A introdução de dois submercados, a partir de 1º de janeiro de 2003, pode requerer o cálculo de dois preços para o período acima, ou mudar a validade da Resolução do CNPE para 04 de janeiro de 2003.

É entendimento desta Superintendência que a regulamentação da decisão do Governo Brasileiro aprovada pela Mensagem Presidencial nº 47, de 21 de agosto de 2002, com base na Resolução CNPE

(Fls. 13 da Nota Técnica nº /2002-SEM/ANEEL, de /11/2002)

nº 6, da mesma data, a qual estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2003, o número de submercados de energia elétrica deve ser reduzido para dois, seja submetida ao processo de Audiência Pública por esta agência, entre o período de 22 de novembro de 2002 e 6 de dezembro de 2002.

## 8. Referências

Cabral, L. M. B., "Introduction to Industrial Organization," The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 2001.

Harvey, S. H., and Hogan, W. W., "Nodal and Zonal Congestion Management and Exercise of Market Power", **Working Paper**, Harvard University, 2000.

Hogan, W. W., "Transmission Investment and Competitive Electricity Markets", **Working Paper**, Harvard University, 1998.

Johansen, T., Verma, S. K., and Wolfram, C., "Zonal Pricing and Demand-side Bidding in the Norwegian Electricity Market", **Discussion Paper**, NBER, 1999.

Joskow, P. L., and Tirole, J., "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", **RAND Journal Economics**, v. 31 (3), p. 450-487, 2000.

National Electricity Market Management Company Limited - NEMMCO, "Formulation of Intra-regional Constraints", **Issues and Options Paper**, Version Nº 2, 2002.

U. S. Department of Energy - DOE, "National Transmission Grid, 2002.

Yoon, Y. T., and Ilic, M. D., "Transmission Expansion in the New Environment", **Energy Laboratory, MIT**, 2000.

**DILCEMAR DE PAIVA MENDES**

Superintendência de Estudos Econômicos de Mercado – SEM

**CELSO ZANATTO JUNIOR**

Superintendência de Estudos Econômicos de Mercado – SEM

De acordo

**EDVALDO ALVES DE SANTANA**

Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado