

Em 05 de novembro de 2003.

Assunto: Regulamentação da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo.

I. DO OBJETIVO

Fornecer subsídios para elaboração de instrumento regulamentar a ser emitido pela ANEEL para a definição da função Custo do Déficit de energia elétrica e do preço máximo para a compra e venda de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

II. DOS FATOS

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia - GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, estabelece, em seu art. 6º, que, até 31 de dezembro de 2002, ou até que a ANEEL defina nova metodologia, a curva de Custo do Déficit de energia elétrica será a função definida em quatro patamares adotada nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia, valorada em Reais/MWh, na forma da Tabela 1.

Tabela 1 – Curva de Custo do Déficit

Patamares (% de Redução de Carga - RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
0% < RC ≤ 5%	553,00
5% < RC ≤ 10%	1.193,00
10% < RC ≤ 20%	2.493,00
RC > 20%	2.833,00

2. A mesma Resolução GCE nº 109, de 2002, estabelece ainda que, *in verbis*:

"Art 6º ...

...

§ 2º até 31 de dezembro de 2002, os preços no mercado estarão limitados ao valor máximo de R\$ 350,00 (trezentos e cinquenta reais) por MWh, observado o valor mínimo correspondente à Tarifa de Energia de Otimização publicada pela ANEEL.

§ 3º A ANEEL deverá, até 31 de dezembro de 2002, definir nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit."

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

III. DA ANÁLISE

A análise da matéria em questão considera os seguintes aspectos:

III.1. Do Custo do Déficit

O Custo do Déficit é um parâmetro fundamental para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Em condições hidrológicas desfavoráveis, torna-se determinante na formação dos Custos Marginais de Operação - CMO e, conseqüentemente, do preço do mercado de curto prazo - PMAE, pois se constitui em um sinalizador para a decisão do despacho de usinas termoeletricas - UTEs. Do ponto de vista legal, o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece que o Custo do Déficit deve ser levado em consideração para a determinação dos preços do mercado de curto prazo.

2. Tal parâmetro, na prática, deve retratar o quanto custa para a sociedade a insuficiência de oferta de energia elétrica. Nesse sentido, o impacto do custo da energia no Produto Interno Bruto - PIB é considerado como uma das formas mais consistentes de valoração da importância econômica da energia elétrica para a sociedade.

3. Como forma de medir essa dimensão, a Matriz Insumo-Produto Nacional é a ferramenta mais indicada. Trabalhos a esse respeito foram realizados pelo extinto órgão de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, que desenvolveu pesquisas metodológicas no âmbito do Comitê Técnico de Estudos do Mercado - CTEM, entre os anos de 1985 e 1986, e, posteriormente, pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit de Energia Elétrica - CDEF, de 1986 a 1988.

4. A metodologia proposta¹ por esses grupos de estudo, e atualmente em uso no planejamento da expansão, emprega os chamados custos marginais setoriais, que, dada uma função de produção, permitem determinar as perdas marginais do PIB brasileiro por restrição de suprimento de energia elétrica em cada setor da economia. Esses custos são obtidos com o emprego da Matriz Insumo-Produto e de técnicas de análise de regressão envolvendo taxas de variação do PIB, das produções setoriais e dos consumos setoriais de energia elétrica. Os custos marginais setoriais obtidos são escalonados por ordem crescente para aplicação de uma política de racionamento de energia, via quantidade, com redução de até 30% para todos os setores. Forma-se então uma curva em 4 patamares, sendo cada patamar definido pelo valor médio dos custos marginais dos setores racionados, ponderado pelas quantidades racionadas de cada setor.

5. Devido à não publicação das Matrizes Insumo-Produto nacionais, pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, a CDEF utilizou, em 1988, a Matriz do ano de 1975 na definição da curva em patamares de Custo de Déficit. Para corrigir essa defasagem de tempo, o Departamento de Estudos Energéticos - DPE das Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, por intermédio do projeto CEDEF - Custo Explícito do Déficit, em 1997, atualizaram os Custos de Déficit para valores de 1996, considerando, para isso, a variação da parcela de energia elétrica na

¹ Baseada em M. Carrillo e H. Campero, "*Costo Social de la Restricion de Energia Elétrica*", Ministério de Recursos Naturales y Energéticos - Instituto Equatoriano de Investigacion, 1975.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

composição do PIB. De tal função atualizada, que vem sendo adotada no Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão desde 1997, resultou a curva de Custo do Déficit apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Curva de Custo do Déficit do Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão

Patamares (% de Redução de Carga - RC)	Custo do Déficit (US\$/MWh)
$0% < RC \leq 5%$	221,00
$5% < RC \leq 10%$	477,00
$10% < RC \leq 20%$	997,00
$RC > 20%$	1.133,00

6. A curva de custo do Déficit definida pela Resolução GCE nº 109, de 2002, foi obtida pela atualização cambial (1US\$ = R\$ 2,5) dos valores constantes da Tabela 2, resultando nos valores da Tabela 1, mostrada anteriormente.

7. A avaliação do impacto econômico da escassez de energia foi objeto de análise de um outro estudo realizado pelo CEPEL², onde foram discutidas as bases metodológicas para o cálculo do Custo de Déficit e os aperfeiçoamentos e alternativas metodológicas possíveis.

8. A metodologia empregada no segundo estudo também consiste no uso de técnicas de regressão linear para calcular a relação entre o PIB e o consumo total de energia elétrica - CTEE, assim como estimar a elasticidade entre esses indicadores. Entretanto, nesse caso, foram utilizadas as séries históricas agregadas, diferentemente do estudo anterior, onde as séries foram discretizadas por setores da economia. A regressão foi feita utilizando o logaritmo dessas séries. Outra característica do estudo é a utilização das técnicas de *Box-Jenkins*³ para a análise das séries temporais do PIB e do CTEE. Um ponto que merece atenção diz respeito à dimensão das séries históricas, pois não é razoável esperar-se um resultado confiável com uma amostragem contendo poucas observações.

9. De qualquer forma, a metodologia empregada permitiu a obtenção da estimativa do Custo do Déficit de energia elétrica para 1998 e o seu correspondente desvio padrão, multiplicando-se a estimativa da elasticidade entre PIB e CTEE pela produtividade de energia elétrica. Para atualizar a estimativa do Custo do Déficit e seu desvio padrão de 1998 para 2000, utilizou-se a variação acumulada do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna - IGP-DI, entre outubro de 2000 e a média anual de 1998 deste índice. O CEPEL utilizou o IGP-DI, calculado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, uma vez que este é o índice utilizado pelo Banco Central do Brasil, como indicador do Deflator implícito do PIB⁴.

² CEPEL, "Custo do Déficit de Energia Elétrica – Metodologia de Cálculo", 2001.

³ G. Box, G. Jenkins, G. Reinsel, "Time Series Analysis: Forecasting & Control", 3rd Edition, February 28, 1994.

⁴ Deflator implícito do PIB é o índice utilizado para converter valores correntes em valores constantes, neutralizando o efeito da inflação e permitindo a realização de comparações válidas entre os valores da série histórica do PIB

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

III.1.1. Da Necessidade de regulamentação da matéria

Expirado o prazo de 31 de dezembro de 2002, para a definição de nova metodologia do cálculo do Custo do Déficit de energia elétrica, entende-se que se faz necessária a regulamentação da matéria, seja por meio de definição de nova metodologia de cálculo da curva do Custo do Déficit, de atualização monetária da atual curva, ou mesmo de autorização para manutenção da atual curva, por um período regulamentar adicional.

III.1.2. Da definição de nova metodologia de cálculo do Custo do Déficit

Os resultados de trabalhos realizados no âmbito da GCE já apontavam para a necessidade de atualização do valor do Custo do Déficit. Exemplo disso pode ser encontrado no relatório⁵ de dois renomados professores da University of Oslo e da Stanford University, escrito para a GCE com financiamento do Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID.

2. Não obstante, a definição de nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit, em atendimento ao que disciplina a Resolução GCE nº 109, de 2002, certamente demandaria um longo tempo para conclusão. Além disso, é provável que uma nova metodologia, em razão da limitação de dados, indicasse tão somente a atualização de valores. Outrossim, é mister que seja definido um Termo de Referência, com o maior detalhamento possível, para seleção de entidades competentes para realização dessa empreitada. Também, é fundamental a definição da responsabilidade de arcar com os custos associados a tal projeto.

3. Cabe lembrar que, para a realização dos estudos, é necessária a elaboração de um termo de referência detalhado, visando a seleção de entidades competentes para realização dessa empreitada, a definição dos custos envolvidos e a fonte pagadora.

III.1.3. Da manutenção da atual curva do custo do déficit por prazo regulamentar adicional

Como visto anteriormente, considera-se fator determinante da função de Custo do Déficit a relação entre o consumo de energia elétrica e a evolução do PIB. Para determinação de tal relação, é essencial a existência de dados atualizados, sobretudo no que se refere à matriz insumo-produto para os diversos setores da economia. Segundo o IBGE⁶ as últimas informações sobre a matriz insumo-produto são de 1975, 1985, 1990, 1991-1995, e 1996 e, portanto, não levam em conta importantes mudanças no setor elétrico, como por exemplo, os efeitos do racionamento de 2001.

2. Nesse contexto, e considerando o exposto no item anterior, até que dados estatísticos sejam atualizados e estejam disponíveis, parece mais prudente manter a curva de Custo do Déficit com a mesma configuração, atualizando seus valores monetariamente.

⁵ Nils-Henrik M. Von der Fehr e Frank A. Wollak, "Power Sector Reform in Brazil – Some Issues", January 3, 2003

⁶ <http://www.ibge.gov.br>

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

III.1.4. Da atualização monetária da atual curva do custo do déficit

Nesse ponto, é relevante a reflexão sobre a real necessidade de atualização monetária da curva do Custo do Déficit. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS tem manifestado a preocupação que tal atualização poderia dar uma melhor sinalização para a otimização dos recursos energéticos nos Programas Mensais de Operação - PMOs.

2. Embora de caráter operacional relevantes, pode-se considerar que as argumentações carecem de justificativas macro-econômicas. Não obstante, uma decisão importante precedente seria quanto à (i) atualização monetária da curva de Custo do Déficit definida pela Resolução GCE nº 109, de 2002, valorada em Reais/MWh, na forma da Tabela 1, ou a (ii) atualização cambial dos valores em US\$/MWh constantes da Tabela 2. Deve-se levar em conta que, na hipótese de escolha da primeira opção, a definição do índice econômico mais adequado para a atualização da curva do Custo do Déficit não é uma tarefa trivial, sendo candidatos o IGP-DI, IGP-M, IPCA e a própria variação cambial.

a) Das simulações de otimização energética

Considerando a possibilidade da simples atualização monetária dos valores definidos na Resolução GCE nº 109, de 2002, a ANEEL propôs, em julho de 2003, que fossem efetuadas simulações de otimização energética com diferentes curvas de Custo do Déficit, obtidas com diferentes alternativas de atualização dos valores, conforme descritas na Nota Técnica nº 41 SEM/SRG/SRC/ANEEL, de 25 de junho de 2003, e que fossem avaliados, juntamente com o MAE e o ONS, os resultados da atualização dos valores dos Custos do Déficit para os quatro patamares. A Tabela 3 apresenta o resumo das alternativas propostas para a simulação de otimização energética, conforme detalhadas na Nota Técnica nº 41 acima mencionada:

- i. atualização pela variação do Índice Geral de Preços (IGP-M) entre janeiro e dezembro de 2002, que foi de 24,86 %;
- ii. atualização pela variação dos preços declarados pelas UTE's entre janeiro e dezembro de 2002, que foi de 15,12 %.

Tabela 3 – Curvas de Custo do Déficit para simulação de otimização energética

Patamares (% de Redução de Carga - RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)	
	Alternativa 1 Atualização pela variação do IGP-M (24,86%)	Alternativa 2 Atualização pela variação dos preços das UTEs (15,12%)
0% < RC ≤ 5%	690,48	636,61
5% < RC ≤ 10%	1.489,58	1.373,38
10% < RC ≤ 20%	3.112,76	2.869,94
RC > 20%	3.537,28	3.261,35

2. As simulações de otimização energética permitiram a análise da sensibilidade de grandezas fundamentais às diferentes curvas de Custo do Déficit, para um período tido como significativo. Foram

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

consideradas simulações para os casos bases dos PMOs entre janeiro e julho de 2003, e foram avaliados os déficits, a geração hidráulica e térmica, os vertimentos, os CMOs por submercado e o custo total de operação. Este custo total de operação, para o período de julho de 2003 a dezembro de 2007, para as alternativas simuladas, pode ser visualizado na Tabela 4.

Tabela 4 – Custo Total de Operação (R\$ milhões) – PMO Jul. 2003

	Original: Res. GCE 109	Atual. IGP-M (24,86%)		Atual. Var. Custo UTES (15,12%)	
			Var. %		Var. %
Valor	9.383,12	9.620,39	2,53%	9.513,21	1,39%
Desvio	191,45	216,85	13,27%	205,13	7,15%
Limite inferior	9.191,67	9.403,54	2,31%	9.308,08	1,27%
Limite superior	9.574,57	9.837,24	2,74%	9.718,34	1,50%

b) Da análise das simulações

Os resultados das simulações **mostraram que não houve desvios significativos de comportamento das variáveis escolhidas para a análise**. Um exemplo disso é a pequena variação de 2,53% ou 1,39% no custo total de operação quando a curva de Custo do Déficit é atualizada em 24,86% e 15,12%, respectivamente, conforme mostrado na Tabela 4. Conclui-se que a curva do Custo do Déficit poderia ser perfeitamente atualizada por qualquer dos índices estudados, a critério da ANEEL.

2. Como resultado da análise, foi discutida a necessidade de estabelecimento de uma nova metodologia para a definição da curva de Custo do Déficit, considerando o atual cenário do setor elétrico nacional, pós-acionamento, que alterou consideravelmente os cenários atual e futuro de demanda e oferta de energia. Há que se considerar, também, o mecanismo de aversão ao risco a ser implementado nos modelos de otimização energética.

c) Das outras simulações de otimização energética

Passados quatro meses das primeiras simulações realizadas pelo ONS, percebeu-se a necessidade de refazê-las, agora utilizando também outros índices econômicos de atualização monetária. O IGP-DI é considerado como um índice adequado para atualização monetária da Curva de Custo do Déficit, tendo sido, inclusive, o índice utilizado para atualizar a estimativa do Custo do Déficit e o seu desvio padrão, no estudo do CEPEL mencionado no item III.1.1.

2. Nas simulações anteriores, descritas na alínea "a" desta Seção, foram consideradas apenas a atualização pela variação do IGP-M, entre Janeiro e dezembro de 2002, e pelo preço declarado da UTE mais cara que forma preço no mercado. Apesar da neutralidade das simulações quanto ao fator de atualização, a expectativa é que, em situações hidrológicas críticas, a atualização da Curva de Custo do Déficit pela variação do IGP-M ou IGP-DI, entre janeiro de 2002 e outubro de 2003, resulte, relativamente às

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

simulações anteriores, em um impacto maior sobre o custo total de operação e sobre os CMOs. Dessa forma, simulações considerando a variação do IGP-M e do IPCA de janeiro de 2002 a outubro de 2003 são também oportunas. Também se justifica a atualização cambial dos valores em US\$/MWh, constantes da Tabela 2, considerando a média geométrica da taxa de câmbio de outubro de 2003 (1US\$ = R\$2,86). Como descrito, quando foi estabelecida a função do Custo do Déficit ora em vigor, os valores dos quatro patamares foram resultados de uma simples conversão de US\$ para R\$.

3. Na Tabela 5 são mostradas alternativas adicionais para simulação energética, considerando:
- I. atualização monetária da curva de Custo do Déficit estabelecida pela Resolução GCE nº 109, de 2002, pelos seguintes índices:
 - a) Alternativa 1: a variação do IGP-DI no período compreendido entre janeiro de 2002 e outubro de 2003, que foi da ordem de 34,20%;
 - b) Alternativa 2⁷: a variação do IGP-M no período compreendido entre janeiro de 2002 e outubro de 2003, que foi da ordem de 34,24%;
 - c) Alternativa 3: a variação do IPCA no período compreendido entre janeiro de 2002 e outubro de 2003, que foi da ordem de 21,31%; e
 - II. atualização cambial dos valores em US\$/MWh, da curva de Custo do Déficit do Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão que originou aquela publicada pela Resolução nº GCE 109, de 2002, utilizando:
 - d) Alternativa 4: a média geométrica da taxa de câmbio do dólar de outubro de 2003 (1US\$ = R\$2,86).

Tabela 5 – Curvas de Custo do Déficit para outras simulação de otimização energética

Patamares (% de Redução de Carga - RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)			
	Alternativa 1 Atualização pela variação do IGP-DI (34,20%)	Alternativa 2 Atualização pela variação do IGP-M (34,24%)	Alternativa 3 Atualização pela variação do IPCA (21,31%)	Alternativa 4 Atualização cambial dos valores em US\$/MWh (1US\$ = R\$2,86)
0% < RC ≤ 5%	742,00	742,00	671,00	632,00
5% < RC ≤ 10%	1.601,00	1.601,00	1.447,00	1.365,00
10% < RC ≤ 20%	3.346,00	3.347,00	3.024,00	2.853,00
RC > 20%	3.802,00	3.803,00	3.437,00	3.242,00

4. O custo total de operação, para o período de novembro de 2003 a dezembro de 2007, e os CMOs, em valores médios anuais, para as alternativas simuladas, podem ser visualizados nas Tabela 6 e

⁷ Note-se que não se justifica a simulação para a alternativa 2, uma vez que os valores são muito próximos da alternativa 1. Um dos objetivos da Tabela 1 é mostrar que IGP-DI e o IGP-M tiveram variações semelhantes no referido período.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

Tabela 7, respectivamente. Da Tabela 6 depreende-se que é pequena a variação do custo total de operação, para diferentes alternativas de atualização da Curva de Custo do Déficit. Tal resultado é similar àquele mostrado na Tabela 4. A avaliação dos CMOs mostrados na Tabela 7 também conduz à conclusão de que as variações percentuais naqueles CMOs, em decorrência das atualizações da Curva de Custo do Déficit, são de pequena monta, mas com maiores variações nos submercados onde são mais críticas as condições atuais de suprimento.

Tabela 6 – Custo Total de Operação (R\$ milhões) – PMO Nov. 2003

	Original: Res. GCE 109	Atual. IGP-DI (34,20%)	Atual. IPCA (21,31%)	Atual. Cambial (14,4%)
		Var. %	Var. %	Var. %
Valor	9.031,60	9.348,20 3,51%	9.249,50 2,41%	9.201,40 1,88%
Desvio	206,22	239,66 16,22%	231,14 12,08%	224,66 8,94%
Limite inferior	8.825,38	9.108,54 3,21%	9.018,36 2,19%	8.976,74 1,72%
Limite superior	9.237,82	9.587,86 3,79%	9.480,64 2,63%	9.426,06 2,04%

5. Na análise dos resultados das simulações de otimização energética propostas aqui não foram identificados impedimentos à atualização monetária da Curva de Custo do Déficit.

6. Nesse sentido e conforme entendimento já explicitado, o IGP-DI é considerado como o índice mais adequado para atualização monetária da Curva de Custo do Déficit. Dessa forma, é entendimento desta Superintendência que este índice seja aplicado para a atualização da Curva de Custo do Déficit, considerando, inclusive, que eventuais mudanças futuras na função de Custo do Déficit deverão levar em conta a relação entre o consumo de energia elétrica e o PIB.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

Tabela 7 – Custo Marginal de Operação – CMO (R\$/MWh) – PMO Nov. 2003

Sudeste/Centro-Oeste								
	Original: Res. GCE 109	Atual. IGP-DI (34,20%)	Var. %	Atual. IPCA (21,31%)	Var. %	Atual. Cambial (14,4%)	Var. %	
2003	22,35	24,20	8,28%	22,89	2,42%	23,13	3,49%	
2004	33,23	36,38	9,48%	34,51	3,85%	34,74	4,54%	
2005	32,20	34,78	8,01%	35,13	9,10%	33,53	4,13%	
2006	35,55	36,52	2,73%	36,99	4,05%	36,28	2,05%	
2007	54,49	57,66	5,82%	56,78	4,20%	56,12	2,99%	
Média	35,56	37,91	6,59%	37,26	4,77%	36,76	3,36%	
Sul								
2003	26,46	29,10	9,98%	26,95	1,85%	27,28	3,10%	
2004	29,40	31,90	8,50%	30,82	4,83%	30,51	3,78%	
2005	31,10	33,53	7,81%	33,05	6,27%	32,43	4,28%	
2006	32,01	33,75	5,44%	34,11	6,56%	33,50	4,65%	
2007	46,30	49,93	7,84%	48,94	5,70%	48,86	5,53%	
Média	33,05	35,64	7,83%	34,77	5,20%	34,52	4,42%	
Nordeste								
2003	20,43	21,43	4,89%	20,92	2,40%	21,11	3,33%	
2004	43,18	46,45	7,57%	43,41	0,53%	44,07	2,06%	
2005	41,60	49,45	18,87%	46,83	12,57%	45,30	8,89%	
2006	43,55	50,92	16,92%	47,62	9,35%	45,85	5,28%	
2007	63,16	72,17	14,27%	72,52	14,82%	69,54	10,10%	
Média	42,38	48,08	13,45%	46,26	9,14%	45,17	6,58%	
Norte								
2003	24,57	27,63	12,45%	26,15	6,43%	25,88	5,33%	
2004	35,11	37,96	8,12%	37,05	5,53%	36,74	4,64%	
2005	27,74	31,19	12,44%	29,60	6,71%	29,16	5,12%	
2006	30,48	39,28	28,87%	37,18	21,98%	34,07	11,78%	
2007	51,69	57,21	10,68%	54,79	6,00%	53,87	4,22%	
Média	33,92	38,65	13,96%	36,95	8,95%	35,94	5,97%	

III.2. Do preço máximo para o mercado de curto prazo (PMAE_max)

O PMAE_max foi inicialmente definido como igual ao preço declarado da UTE mais cara do conjunto de dados de entrada dos modelos de otimização, resultando em R\$ 350,00/MWh, conforme § 2º, art. 6º da Resolução GCE nº 109, de 2002. O entendimento é que a definição de um teto para o preço do MAE é uma medida de caráter estrutural, até porque as Regras do Mercado já estão assim adaptadas, e o que se discute é sua simples atualização.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

2. É importante destacar que quase todos os mercados de energia elétrica já consolidados possuem um teto de preço, como pode ser visto no Relatório "*Comparison of Market Designs*", da *Public Utility Commission of Texas*, de janeiro de 2003, disponível no *portal* <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/>. Por exemplo, nos mercados americanos denominados de PJM, New York (NYISO), ISO-New England, Texas, Northeast e Midwest, o teto de preço para o segmento não regulado é de US\$ 1.000/MWh, sendo que na Califórnia o teto é de US\$ 250/MWh, podendo chegar a US\$ 1.000/MWh. Da mesma forma, nos mercados de Ontário e Alberta, ambos no Canadá, o preço teto é de, respectivamente, \$C 2.000/MWh e US\$ 1.000/MWh, enquanto na Inglaterra o preço teto chega a £ 99/MWh. Em resumo, todos os grandes mercados possuem um preço máximo definido por meio de regulamento específico e não foi encontrada justificativa técnica na literatura para que um mercado como o brasileiro, onde o preço do mercado de curto prazo não representa as disposições dos agentes em comprar e vender energia elétrica, não tenha o mesmo tratamento.

3. Utilizando o mesmo entendimento que foi dado para a atualização da função de Custo do Déficit, o PMAE_max poderia ser definido considerando o preço declarado da usina de Alegrete, que é a usina mais cara de porte significativo, para o PMO de novembro de 2003.

IV. DA CONCLUSÃO

Diante do exposto, é entendimento desta Superintendência ser necessária a regulamentação da matéria, por meio da atualização monetária da atual curva de Custo do Déficit.

2. Nesse sentido, considera-se que a Curva de Custo do Déficit definida na Resolução GCE nº 109, de 2002, deva ser atualizada pela variação do IGP-DI de novembro de 2001 a novembro de 2003, com aplicação a partir de janeiro de 2004, por ser um índice que reflete a natureza e evolução do produto energia elétrica. Subseqüentemente, a curva de Custo do Déficit deverá ser atualizada periodicamente pela variação anual do IGP-DI, com aplicação a partir dos meses de janeiro de cada ano, até que seja definida uma nova metodologia para o seu cálculo.

3. No sentido de aprimorar a definição desse parâmetro, propõe-se, ainda, que sejam iniciados estudos voltados para o desenvolvimento de uma nova metodologia para a definição da curva de Custo do Déficit de energia elétrica, a ser executada por instituições de comprovada competência técnico-econômica e coordenada pela ANEEL, MAE e ONS, que, para isso, deverão elaborar o termo de referência do projeto e implementar o processo de licitação pertinente.

4. Quanto ao PMAE_max, o entendimento é que este deve ser definido como R\$ 452,00/MWh. O valor representa o maior preço declarado de uma UTE de porte significativo para os modelos de otimização energética utilizados na elaboração do PMO de julho de 2003. Entende-se que este PMAE_max deve vigorar de janeiro a dezembro de 2003, quando deverá ser atualizado para o ano seguinte, e assim sucessivamente, a cada final de ano, sempre considerando o preço declarado da UTE de porte significativo mais cara.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL, de 05/11/2003)

5. Por fim, considera-se que a minuta de resolução para a definição da função Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo, assim como o disposto nesta Nota Técnica, e os resultados das simulações efetuadas pelo ONS devem ser submetidos ao processo de audiência pública por intercâmbio documental, por um período de 20 dias, objetivando o aperfeiçoamento daquele ato regulamentar, a ser emitido pela ANEEL.

DILCEMAR DE PAIVA MENDES

Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

De acordo

EDVALDO ALVES DE SANTANA

Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado