

RELATÓRIO

PROCESSOS Nºs 48500.002515/03-29 e 48500.002757/99-18

ASSUNTO: Abertura de audiência pública para atualização da curva do custo do déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo, de que trata a resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002.

RELATOR: Diretor **JACONIAS DE AGUIAR**

RESPONSÁVEL: Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado – SEM

I. DOS FATOS

O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, disciplina, em seu art 4º, inciso VII, Anexo I, que, compete à ANEEL *“aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica”*.

2. O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, em seu inciso III, art. 13, disciplina que, *in verbis*:

“Art. 13 Para efeito de determinação dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo, serão levados em conta os seguintes fatores:

...

III - o custo do déficit de energia;”

3. 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.

4. A mesma Resolução GCE nº 109, de 2002, estabelece ainda que:

“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.”

5. A Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002 atribui competência à ANEEL para autorização, regulamentação e fiscalização do MAE, incluindo-se no escopo de tal regulamentação o estabelecimento das Regras e Procedimentos do Mercado, assim como a definição das regras de funcionamento do MAE, e a forma de participação dos agentes nesse Mercado.

6. 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.

7. 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. Como forma de medir essa dimensão, a Matriz Insumo-Produto Nacional é a ferramenta mais indicada.

8. Estudos 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.

9. 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 composição do PIB. De tal função atualizada, que vem sendo adotada no Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão desde 1997, resultou uma curva de Custo do Déficit em quatro patamares, valorados em US\$/MWh.

10. A curva de custo do Déficit definida pela Resolução GCE nº 109, de 2002, foi obtida pela atualização cambial (1US\$ = R\$ 2,50) dos valores constantes do estudo do Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão.

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

12. A metodologia empregada em tal estudo 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 consumo total de energia elétrica - 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 PIB.

13. 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.

14. Não obstante, a definição de nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit, em atendimento ao que recomenda 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.

15. Nesse contexto, e considerando o exposto anteriormente, 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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 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. Os resultados das simulações mostraram que não houve desvios significativos de comportamento das variáveis escolhidas para a análise.

19. 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 anteriormente.

20. Dos resultados das últimas simulações depreende-se que mais uma vez que é pequena a variação do custo total de operação, para diferentes alternativas de atualização da Curva de Custo do Déficit. A avaliação dos CMOs 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.

21. 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. Utilizando o mesmo entendimento 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.

22. 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.

II. DO DIREITO

A presente decisão tem amparo legal, considerando:

- (a) o disposto no art 4º, inciso VII, Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- (b) o disposto na alínea "a", § 1º, art. 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998
- (c) o disposto no inciso III, art. 13 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998;
- (d) o disposto no art. 6º da Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002;
- (e) o disposto no art. 1º da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002; e
- (f) os termos das Regras do Mercado, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 40, de 30 de janeiro de 2003.

III. VOTO RELATOR

Em face do disposto acima e considerando-se o que consta dos Processos nºs 48500.002757/99-18 e 48500.002757/99-18, proponho, com meu voto a favor, que a minuta de Resolução que estabelece a atualização monetária da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e o limite máximo do preço do mercado de curto prazo (PMAE_max), assim como o disposto na Nota Técnica SEM/ANEEL nº 118, de 05 de novembro de 2003, e os resultados das simulações efetuadas pelo ONS, sejam submetidos ao processo Audiência Pública (AP) por intercâmbio documental, a ser disponibilizada na Internet, pelo período de 26 de novembro a 15 de dezembro de 2003, permitindo, assim, que os agentes interessados contribuam para o aperfeiçoamento daquele instrumento regulamentar.

Brasília, de novembro de 2003

JACONIAS DE AGUIAR
Diretor