Nota Técnica nº 235/2006–SRE/ANEEL

Em 30 de agosto de 2006.

Processo nº 48500.001488/2006-65

Assunto: Regulamentação do processo de revisão tarifária periódica dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica obtidos mediante licitação, na modalidade de leilão público.

I. DO OBJETIVO

O objetivo da presente Nota Técnica é apresentar a metodologia e os critérios a serem adotados pela ANEEL no processo de revisão tarifária periódica dos novos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica obtidos mediante licitação, na modalidade de leilão público. A metodologia apresentada consolida as contribuições recebidas de diversos agentes e setores da sociedade à Nota Técnica n° 067/2006-SRT/ANEEL, de 18 de abril de 2006, no período de 15 de maio de 2006 a 12 de julho de 2006, no âmbito da Audiência Pública nº 007/2006.

II. DOS FATOS

2. Existem, atualmente, no serviço público de transmissão de energia elétrica no Brasil, três situações características diferentes, no que diz respeito à determinação da tarifa/receita pela prestação do serviço público de transmissão (serviço pelo preço) e explicitados nos respectivos contratos, quais sejam:

a) ***Concessão das instalações de transmissão existentes***, quando da prorrogação ou desestatização, conforme contratos de concessão para transmissão de energia elétrica, celebrados entre a União e as empresas transmissoras, e principalmente as Resoluções ANEEL nºs 166 e 167/2000 que, respectivamente, "atualiza a composição da rede básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações" e "estabelece as receitas anuais permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da rede básica e os encargos de conexão";

b) ***Autorização às concessionárias existentes***, mediante resolução específica da ANEEL, para implantação de novas instalações de transmissão da rede básica, bem como para substituições ou alterações nas instalações existentes da rede básica, recomendados pelo ONS, para aumento da capacidade de transmissão, ou da confiabilidade do sistema, ou ainda que resulte em alteração da configuração do sistema interligado, com a

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

correspondente parcela de receita anual permitida a ser acrescida à receita anual da empresa transmissora;

c) ***Outorga de concessão*** de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico interligado, por meio de licitação na modalidade de leilão, para a empresa ou consórcio que apresentar o "Menor Valor de Tarifa de Transmissão correspondente à Menor Receita Anual".

3. Na outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão integrantes da rede básica do sistema elétrico interligado e das DIT's, por meio de licitação na modalidade de leilão, a Receita Anual Permitida (RAP) da transmissora pela prestação do serviço é definida pelo **valor da proposta financeira vencedora do leilão**, para os primeiros 15 (quinze) anos de disponibilização das instalações de transmissão para operação comercial e, a partir do 16º (décimo sexto) ano até o final do prazo da concessão (30 anos), a RAP é de 50% (cinqüenta por cento) da RAP do 15º (décimo quinto) ano, sendo objeto de reajustes de acordo com o estabelecido no contrato de concessão.

4. Nesse caso, a ANEEL determina os **valores máximos** (limites superiores) para a Receita Anual Permitida associada a cada lote de instalações de transmissão licitados na modalidade de leilão, considerando a especificidade do perfil da RAP durante o prazo da concessão e o limite máximo para remuneração pela prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, compatível com o investimento a ser realizado pelo novo concessionário.

5. De forma a consolidar o marco regulatório no segmento de transmissão de energia elétrica, cabe a ANEEL regulamentar o processo de revisão tarifária para essas novas instalações de transmissão concedidas mediante licitação.

6. A fundamentação legal para a realização de revisões tarifárias e para a apropriação de redução de custos é dada pelo inciso IV do art. 14 da **Lei 9.427/1996**:

> *"**Art. 14.** O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*
> *(...)*
> *IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;"*

7. Acrescenta-se que o fundamento contratual também é idêntico, pois o mesmo item está presente no contrato de concessão (inciso VI da Primeira Subcláusula da Cláusula Terceira), *in verbis*:

> *"**CLÁUSULA TERCEIRA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO (...)***
>
> ***Primeira Subcláusula** - A TRANSMISSORA, na prestação do serviço, compromete-se a empregar materiais, equipamentos de qualidade e a manter instalações e métodos operativos adequados que garantam bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente, que para maior clareza ficam conceituados a seguir:*
> *[...]*

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

> *VI - modicidade das tarifas: caracterizada pelo esforço permanente da TRANSMISSORA em reduzir os custos, criando condições para a redução das tarifas quando dos reajustes e revisões;"*

8. O contrato de concessão, conforme mencionado acima, prevê que a transmissora deve assumir o compromisso de esforçar-se permanentemente para a redução de custos, "criando condições para a modicidade tarifária quando dos reajustes e revisões".

9. Os reajustes tratam apenas da alteração das tarifas em virtude da aplicação matemática de índices de reposição inflacionários. Por conseguinte, qualquer redução de custo (consoante previsto no mencionado dispositivo contratual), ganho de eficiência empresarial ou de competitividade (inciso IV do art. 14 da Lei nº 9.427/96) deve ser apropriado à concessão por ocasião das revisões tarifárias.

10. Há uma série de situações em que, na licitação ou ao longo da execução do contrato, pode haver redução de custos que não se reflita na receita anual contratada. Neste sentido, o Tribunal de Contas da União (TCU) fez constar no item 8.2.2 da Decisão nº 300/2001-TCU-Plenário, *in verbis*:

> *"8.2.2. ao regulamentar a revisão tarifária para os serviços de transmissão de energia elétrica, preveja mecanismos para repassar aos consumidores possíveis ganhos de alavancagem financeira se a instituição credora for pública;"*

11. Consoante com essa necessidade, a ANEEL busca estabelecer mecanismos para repassar aos consumidores os possíveis ganhos de alavancagem financeira. Com isso, será assegurado o repasse ao consumidor dos ganhos eventualmente obtidos com o financiamento. Por outro lado, também assegura ao investidor que as variações na taxa de juros de capital de terceiros (positivas ou negativas) serão repassadas para a Receita Anual Permitida, o que certamente reduz o risco do investimento.

III. DA ANÁLISE

III.1. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA DETERMINAÇÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA

12. A determinação da Receita Anual Permitida (RAP) passa pela definição dos seguintes parâmetros chaves, que são melhor detalhados nos itens abaixo:

- Investimento inicial;
- Custo de capital (taxa de retorno);
- Depreciação média;
- Custo de operação e manutenção;
- Encargos e tributos.

III.1.1 – Investimento Inicial

13. O primeiro dado necessário para o cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) é o investimento inicial, que consta do orçamento do projeto. Para o cálculo dos investimentos associados aos projetos de transmissão são utilizados os **Custos de Referência da ANEEL**. De posse do valor do investimento inicial, é preciso ajustá-lo de maneira a levar em consideração a estrutura de desembolsos financeiros ao longo da fase de construção do empreendimento.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

14. Para tanto, considere um projeto de construção de um empreendimento de transmissão de energia elétrica que passa pelas seguintes etapas:

(1) Determinação do orçamento do investimento pela ANEEL;
(2) Assinatura do contrato de concessão entre a ANEEL e a empresa vencedora da licitação;
(3) Construção;
(4) Operação;
(5) Fim da Concessão;
(6) Reversão das instalações ao Poder Concedente.

15. O início das operações ocorre, em média, 24 meses após a assinatura do contrato, e a empresa passa então a fazer jus à receita anual permitida, pelo prazo da concessão. Essa receita será reajustada anualmente, a partir da assinatura do contrato de concessão, no mês de julho de cada ano, desde a data de referência anterior, que é definida como a data do leilão, para o primeiro reajuste, e a data de início da vigência do último reajuste, para os reajustes subseqüentes. Além disso, a RAP será reajustada pelo índice definido em contrato, desde a data do leilão até a entrada em operação das instalações.

16. O fluxo de caixa simplificado desse projeto pode ser representado como a seguir:

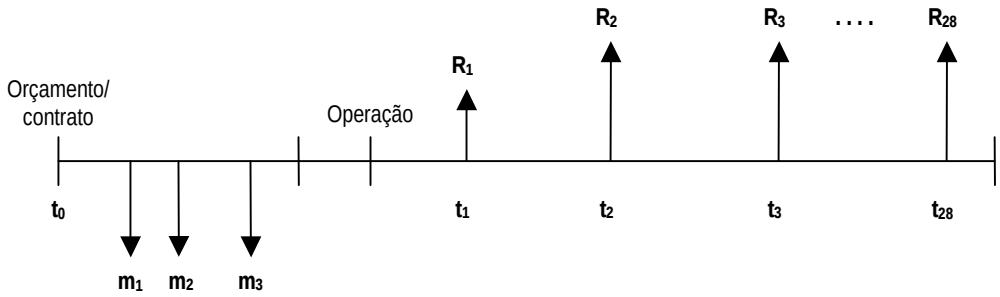

Figura 1: Fluxo de caixa simplificado de um projeto típico

17. Os gastos de investimentos (*I*) são realizados m_1, m_2, m_n meses após t_0, momento da assinatura do contrato. A partir do período t_1 os fluxos de caixa líquidos passam a ser positivos e iguais a R_i , i = 1,2,...,28. O reajuste da RAP ocorre em julho de cada ano.

18. Por fim, o cálculo da taxa de retorno refere-se a uma taxa real, sendo os fluxos de caixa também em termos reais. Utilizamos t_0 como o período de tempo de referência, de maneira que todos os valores devem estar expressos em Reais (R$) do período t_0.

III.1.2 – Custo de Capital

19. Para o cálculo da **taxa de retorno**, adota-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*). Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis.

20. Assim, o método WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento. O modelo tradicional do WACC é expresso pela seguinte fórmula:

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot r_P + \frac{D}{P+D} \cdot r_D \qquad (1)$$

onde:
r_{wacc}: custo médio ponderado de capital (taxa de retorno)
r_P: custo do capital próprio
r_D: custo da dívida
P: capital próprio
D: capital de terceiros ou dívida

21. Para o custo de capital próprio adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing M*odel), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor. O custo de capital próprio assim calculado proporciona um retorno adequado sobre o capital investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a sustentabilidade da prestação do serviço no longo prazo. O modelo de custo do capital próprio pelo método CAPM, no mercado doméstico (Brasil), em reais, encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_r \qquad (2)$$

onde:
r_{CAPM} : custo de capital próprio (em reais)
r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco
β : beta do setor regulado
$r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado de referência
r_r : outros prêmios de risco

22. Para o custo de capital de terceiros adota-se um benchmarking das condições de financiamento para o segmento de transmissão no Brasil, cujo detalhamento é apresentado adiante.

III.1.3 – Depreciação

23. A definição da vida útil média das instalações para o cálculo da remuneração é estabelecida pela Resolução ANEEL nº 44, de 17/03/1999, que determina as taxas de depreciação anuais para cada tipo de unidade de cadastro. Essas taxas de depreciação foram, assim, individualizadas por equipamento, por sistemas de suporte, por sistema funcional, etc. Contudo, como o investimento é calculado na estrutura modular, é necessário definir a depreciação média para cada unidade modular. Para isso, é definida uma **taxa anual média de depreciação ponderada (TMDC)** pelo custo relativo e valores individuais das taxas de depreciação dos componentes do empreendimento.

24. Assim, para efeito do cálculo da Receita Anual Permitida, a ANEEL utiliza uma taxa anual média, que é calculada considerando os custos diretos e assumindo que os demais custos indiretos (engenharia, administração, eventuais) estariam agregados aos custos diretos proporcionalmente à parcela dos custos individuais.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

25. Por fim, sabendo-se que a instalação desses equipamentos está acompanhada das respectivas conexões ou módulos de manobra, bem como do módulo geral da subestação quando se tratar de uma nova subestação, pode-se obter as taxas médias para as principais unidades modulares.

III.1.4 – Custos de Operação e Manutenção (O&M)

26. Os custos de operação e manutenção anuais, para efeito de estabelecimento da RAP, são definidos como um percentual do valor do investimento inicial estimado pela ANEEL, com base em valores médios de mercado para uma empresa entrante na atividade de transmissão.

III.1.5 – Encargos

27. Os encargos que devem ser considerados no cálculo da RAP são os seguintes:

– *Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);*
– *Taxa de fiscalização (TFSEE)*;
– *Reserva Global de Reversão (RGR)*;
– *PIS/COFINS*.

28. Dessa forma, o total de encargos a ser incorporado no cálculo da receita deverá considerar as alíquotas de acordo com a legislação vigente.

III.1.6 – Tributos

29. Os tributos a serem considerados no cálculo da RAP são os seguintes:

– *Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ):*
– Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

30. Assim, a alíquota tributária efetiva a ser considerada deverá estar de acordo com a legislação vigente.

III.2. METODOLOGIA PARA IMPLEMENTAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

31. A principal premissa da revisão tarifária proposta é a de preservar o investimento inicial feito pelo concessionário, estabelecido através do processo competitivo do leilão público. Assim, a revisão deverá ser feita considerando-se apenas o parâmetro de custo de capital de terceiros.

32. Os demais parâmetros tais como estrutura de capital e custo de capital próprio deverão permanecer os mesmos definidos por ocasião do leilão, não sofrendo, portanto, revisão ao longo da concessão.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

33. Assim, o processo de revisão tarifária periódica deverá se dar a cada 05 (cinco) anos, sendo efetuada no **quinto**, **décimo** e **décimo quinto** ano da concessão.

III.2.1 – Descrição do Método de Simulação de Receita

34. A cada revisão deverá ser recalculado o custo de capital de terceiros e então reposicionada a Receita Anual, considerando-se o montante regulatório do capital de terceiros ainda não amortizado, remunerado pela nova taxa resultante.

35. Como o dado de entrada corresponde à receita ofertada no leilão, deve-se definir o fluxo de caixa do projeto, de acordo com um modelo de simulação de receita, a partir das premissas regulatórias previamente estabelecidas.

36. Assim, a Receita Anual Permitida é determinada pelo método do Fluxo de Caixa Descontado onde a receita é dada pelo valor capaz de zerar o valor presente líquido do fluxo de caixa do projeto, de acordo com a equação seguinte:

$$VPL(FCP; r_{WACC}; n) = 0 \qquad (3)$$

onde:
FCP: fluxo de caixa do projeto;
r_{wacc}: custo médio ponderado de capital (taxa de retorno);
n: número de anos da concessão.

37. Dessa forma, o fluxo de caixa do projeto está diretamente relacionado à receita anual permitida. Ambos podem ser calculados com o auxílio de uma planilha eletrônica, impondo-se a condição de que o valor presente do fluxo de caixa ao longo do período da concessão seja igual ao valor do investimento inicial em valores do período.

38. O fluxo de caixa do projeto será dado pela seguinte equação:

$$FCP(t) = EBIT(t) - T(t) + d(t) - INV(t) \qquad (4)$$

onde:
EBIT(t): receita líquida anual no ano t antes dos impostos e juros;
T(t): tributos no ano t;
d(t): depreciação no ano t;
INV(t): desembolsos de capital no ano t.

39. O valor do EBIT no ano t pode ser obtido segundo a equação:

$$EBIT(t) = RAP(t) - E(t) - COM(t) - d(t) \qquad (5)$$

40. O total de tributos (T) no ano t será dado pela aplicação das alíquotas de contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) e imposto de renda de pessoa jurídica (IRPJ) sobre o lucro tributável (LT), conforme as equações abaixo:

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

$$LT(t) = EBIT(t) - JCT(t)$$
$$T(t) = (IRPJ + CSLL) * LT(t) \qquad (6)$$

onde:
JCT: juros sobre capital de terceiros.

41. A depreciação (d) no ano t calcula-se utilizando a seguinte equação:

$$d(t) = \delta * I \qquad (7)$$

onde:
δ: taxa média de depreciação regulatória;
I: investimento regulatório inicial.

42. Os encargos (E) a serem considerados serão dados pela equação:

$$E = TF + RGR + P\,\&\,D \qquad (8)$$

onde:
TF: taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica;
RGR: reserva global de reversão;
P&D: pesquisa e desenvolvimento.

43. Os custos de operação e manutenção (COM) no ano t são calculados utilizando-se a seguinte equação:

$$COM(t) = \alpha * I \qquad (9)$$

onde:
α: percentual de custo considerado.

44. Os gastos de investimentos (*INV*) são realizados nos anos $t_1,...,t_n$ após a assinatura do contrato (t_0), sendo distribuídos linearmente durante o período de construção. A partir do período seguinte ao término da construção (t_{n+1}) os fluxos de caixa líquidos passam a ser positivos. Aplicando-se então a equação (3), tem-se:

$$\frac{FCP(1)}{(1+r_{WACC})} + \frac{FCP(2)}{(1+r_{WACC})^2} + ... + \frac{FCP(30)}{(1+r_{WACC})^{30}} = 0 \qquad (10)$$

45. Assim, considerando-se um período de construção de 2 anos, os fluxos de caixa nos anos 1 e 2 serão negativos e iguais aos desembolsos de capital, tornando-se positivos a partir do ano 3 em função do início do recebimento da receita. Observa-se que a última equação envolve duas variáveis, *FCP(t) e RAP(t),* uma vez que a primeira é função da segunda. Como a receita será auferida por 28 anos, no exemplo, há 28 dessas equações. Além disso, há as restrições de que a *RAP* deve ser constante e idêntica nos 15 primeiros períodos e constante e igual à metade da inicial nos 13 períodos seguintes, ou seja:

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

$$RAP_1 = RAP_1 = ... = RAP_{15} = \overline{RAP}$$
$$RAP_{16} = RAP_{17} = ... = RAPn = \frac{\overline{RAP}}{2} \qquad (11)$$

46. Combinando essas equações, pode-se então resolver o sistema com o auxílio de métodos numéricos, obtendo-se a Receita Anual Permitida.

III.2.2 – Descrição do Método de Revisão do Capital de Terceiros

47. Para a definição do custo do capital de terceiros é adotado um *benchmarking* das condições de financiamento para o segmento de transmissão no Brasil. Assim, coerentemente com as premissas adotadas na definição da base de remuneração e dos custos operacionais, cujo objetivo é simular as condições de uma empresa eficiente entrante no mercado, e considerando a presença marcante de um órgão financiador do setor elétrico com recursos públicos, será utilizada, como base de cálculo do custo de capital de terceiros, os parâmetros aplicados para definição da taxa de juros para os programas de financiamento de linhas de transmissão, adaptada aos propósitos regulatórios.

48. Assim, no cálculo da taxa de juros para definição do custo de capital de terceiros será simulada uma taxa em termos reais, adotando-se a formulação descrita a seguir:

Taxa de juros (r_D) = Custo Financeiro + Spread

49. O custo financeiro será dado pela seguinte composição:

– 80% do valor da operação atrelado à *Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP,* calculada a partir da média dos últimos 60 meses;

– 20% do valor da operação atrelada à *Taxa Referencial de Mercado* (igual à taxa indicativa das Notas do Tesouro Nacional do Tipo B – NTN-B – indexadas ao IPCA, com vencimento para cinco anos.

50. A fórmula paramétrica pode ser escrita da seguinte forma:

$$r_D = [0{,}8 * (TJLP + s_1) + 0{,}2 * (TRM + s_2)] \qquad (12)$$

onde:
r_D *: custo de capital de terceiro;*
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo (valor real);
TRM: Taxa Referencial de Mercado (NTN-B, com vencimento para cinco anos);
s_1 *e* s_2*: spreads fixos.*

51. Por definição, a TJLP é uma taxa de juros **nominal**, que deve ser deflacionada por algum índice de inflação para ser utilizada como uma taxa de juros real. Para isso, será utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, calculada a partir da média dos últimos 60 meses.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

52. Para os demais parâmetros, considera-se a taxa média indicativa da NTN-B, com vencimento para cinco anos e, para os *spreads* s_1 e s_2, adota-se os valores médios praticados no mercado que devem ser estabelecidos no momento do leilão.

III.2.3 – Considerações Sobre os Custos Operacionais

53. Outro aspecto a ser considerado por ocasião das revisões tarifárias é a apropriação de ganhos de produtividade. De fato, é inerente ao regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica a fixação das tarifas no contrato e seu posterior reajuste ou revisão pela agência reguladora, nos termos do contrato, **com a devida apropriação de ganhos de produtividade**, conforme dispõem os artigos 14 e 15, da referida Lei 9.427/96:

> *"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*
> *I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*
> *[...]*
> *IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;*
> *[...]*
> *Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:*
> *I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*
> *[...]*
> *IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato." (grifos nossos)*

54. Coerente com essas diretrizes, a ANEEL fez constar dos contratos a obrigação de redução de custos para permitir diminuição de tarifas por ocasião dos reajustes e revisões, conforme se observa na Primeira Subcláusula da CLÁUSULA TERCEIRA dos contratos:

> ***"CLÁUSULA TERCEIRA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO (...)***
>
> ***Primeira Subcláusula*** *- A TRANSMISSORA, na prestação do serviço, compromete-se a empregar materiais, equipamentos de qualidade e a manter instalações e métodos operativos adequados que garantam bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente, que para maior clareza ficam conceituados a seguir:*
> *[...]*
> *II - eficiência - caracterizada pela consecução e preservação dos parâmetros constantes deste CONTRATO com o mínimo custo e pelo estrito atendimento do usuário do serviço nos prazos previstos na regulamentação específica;*
> *[...]*
> *IV - atualidade: compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações utilizadas e a sua conservação, bem como a melhoria do serviço;*
> *[...]*

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

> *VI - modicidade das tarifas: caracterizada pelo esforço permanente da TRANSMISSORA em reduzir os custos, criando condições para a redução das tarifas quando dos reajustes e revisões;" (grifos nossos)*

55. Assim, os custos operacionais de uma firma podem ser definidos como uma função dos fatores de produção trabalho e capital, estando o primeiro associado diretamente à mão-de-obra e o segundo pode se relacionar, por exemplo, aos equipamentos e ferramentas necessários à execução do trabalho.

56. Pode-se então elencar algumas razões para que este custo se modifique a longo prazo, mantendo-se as demais condições inalteradas, ou seja, considerando que o volume de produção não se altere, condição esta compatível com uma instalação de transmissão licitada, onde, por ser uma única instalação, não há ganhos em virtude de economias de escala. Posto isto, o custo de operação pode então se alterar em função de:

- Mudança nas quantidades de trabalho e/ou capital;
- Mudança nos preços (salários e juros);
- Mudanças tecnológicas.

57. Nota-se que os dois primeiros itens intrinsecamente fazem parte do risco associado ao negócio e são, em geral, mais previsíveis. Entende-se, portanto, que estes já são precificados no momento do leilão, onde se captura a priori os possíveis ganhos de eficiência neste quesito. Resta, no entanto, os ganhos em virtude de mudanças tecnológicas que podem reduzir os custos de manutenção e, considerando um horizonte de tempo de 30 anos, deve-se ter um mecanismo que assegure a transferência de parte desse benefício para a modicidade tarifária, caso ocorra.

58. Para estabelecer esta condição, a ANEEL conduzirá estudos no sentido de melhor avaliar os custos de operação e manutenção das concessionárias de transmissão, buscando um mecanismo de aferir possíveis ganhos em virtude de desenvolvimentos tecnológicos.

IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

59. O atual modelo de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabeleceu o denominado *regime de preços máximos*, cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, a revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se expressem em modicidade tarifária.

60. A previsão de realização de revisão tarifária periódica está consignada em lei e nos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, portanto, trata-se de obrigação legal e contratual, cabendo à ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995:

> *"Art. 9...*
> *§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro."*

61. Da mesma forma, o art. 29 da referida Lei estabelece que:

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

> *"Art. 29. Incumbe ao poder concedente:*
> *V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato".*

62. Já o inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.

V – DA CONCLUSÃO

63. As licitações de linhas de transmissão na modalidade de leilão têm sido adotadas no Brasil para concessões de novas instalações, onde o preço é definido pela menor receita ofertada pelo vencedor. Embora seja este um processo concorrencial, onde se busca uma maior eficiência na prestação do serviço ao menor custo, torna-se necessária a complementação do mesmo através da introdução de um mecanismo de revisão tarifária.

64. O princípio básico, no entanto, é o de preservar o investimento inicial, atuando apenas na revisão do custo de capital de terceiros, obedecendo-se determinadas condições. Assim, a proposta ora apresentada como revisão tarifária contribui para a consolidação do marco regulatório no segmento de transmissão do país, atendendo os dispositivos legais aplicáveis a tal segmento.

CLAUDIO ELIAS CARVALHO
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia
Matrícula: 1496691

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia
Matrícula 1500060

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

ANEXO I

RESPOSTAS E ESCLARECIMENTOS DA ANEEL ÀS CONTRIBUIÇÕES E COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA AUDIÊNCIA PÚBLICA SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM CONCESSÕES OBTIDAS MEDIANTE LICITAÇÃO, NA MODALIDADE LEILÃO PÚBLICO – AP 007/2006.

O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referente às contribuições relativas à metodologia da revisão tarifária periódica constante das Notas Técnica nº 067/2006-SRT/ANEEL, apresentada na audiência pública 007/2006.

As contribuições estão sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência pública e visam apresentar sucintamente a mensagem principal do autor da contribuição. Cabe ressaltar que a contribuição em sua forma integral pode ser acessada no endereço www.aneel.gov.br no link Audiências/Consultas/ Fórum. Ao início de cada comentário é identificado seu autor e, para cada um deles, é apresentada a resposta da ANEEL, explicitando, quando for o caso, sobre sua incorporação ou não na decisão final do processo de revisão tarifária.

I. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP

I.1 – Revisão Tarifária para Obras Licitadas

Contribuição da CTEEP:
"Não obstante o título da Nota Técnica se refira a novas concessionárias, o seu conteúdo deixa dúvidas quanto à abrangência da metodologia, ou seja, se o processo de revisão tarifária será aplicado a todos os contratos já firmados em decorrência do leilão, ou se será aplicado apenas para as novas instalações de transmissão concedidas doravante mediante licitação".
[...]
"Caso a proposta pretendesse envolver as concessões já formalizadas, entendemos que tal procedimento não poderia ser implementado dado que as revisões previstas nos atuais contratos limitam-se à eventual contribuição para a modicidade tarifária sempre que houver receita com atividades extra concessão ou quando a Transmissora alegar desequilíbrio econômico e financeira do contrato, conforme extrato do contrato de concessão, a seguir:...
[...]
"Contribuição 28: À vista do acima exposto e do que contém a Nota Técnica, a CTEEP demanda à ANEEL o necessário esclarecimento sobre o alcance da revisão tarifária periódica das concessões outorgadas em decorrência de leilão público".

Resposta da ANEEL:

A Revisão Tarifária Periódica proposta por intermédio da Nota Técnica nº 067/2006-SRT/ANEEL alcança apenas as novas instalações de transmissão a serem concedidas mediante licitação.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

Desta forma, os contratos já firmados em decorrência de leilões anteriores não serão objeto de revisão tarifária periódica.

II. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – PLENA TRANSMISSORAS

II.1 – Observações de Caráter Geral

Contribuição da PLENA TRANSMISSORAS:
"A parcela da revisão associada ao índice TJLP somente será aplicada às concessionárias que obtiverem financiamento atrelado à própria TJLP. Para as concessionárias sem tais financiamentos esta parcela da revisão será considerada zero, aplicando-se tão somente a revisão por ganhos de eficiência de O&M em virtude de desenvolvimentos tecnológicos."
"A revisão associada à TJLP deverá incidir no montante do crédito afetado".
"O índice de correção deverá ser obtido pela observação da TJLP projetada pelo relatório FOCUS (ou equivalente) publicado no momento do leilão e aquela efetivamente observada durante o período da revisão tarifária em questão".

Resposta da ANEEL:

Os critérios de revisão são uniformes para todas as concessionárias de forma que, regulatoriamente, não será observada a condição particular de financiamento de cada empresa, visto ser esta uma decisão de gestão do próprio negócio. Ademais, a premissa do processo de revisão é manter os parâmetros estabelecidos no momento do leilão, sendo válidos para todas as empresas.

II.2 – Atrasos não Gerenciáveis

Contribuição da PLENA TRANSMISSORAS:
"A concessão prevê, em determinadas situações, atrasos não gerenciáveis na entrada em operação comercial das instalações. Desta forma se for produzido tal atraso (de acordo com os critérios atualmente adotados pela ANEEL), as perdas associadas a este atraso serão reconhecidas na primeira revisão tarifária da concessionária".

Resposta da ANEEL:

O reconhecimento de eventuais perdas de receita por atrasos não gerenciáveis deverá se dar no âmbito da legislação vigente e de acordo com o previsto no contrato de concessão. Não se trata, portanto, do objeto específico da revisão proposta que visa reposicionar a RAP em função da revisão do capital de terceiros.

II.3 – Metodologia para Determinação da RAP

Contribuição da PLENA TRANSMISSORAS:

"A metodologia para determinação da Receita Anual Permitida (RAP) está incorreta porque:

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

(i) Parte da afirmativa de que as concessões captam recursos do BNDES para financiamento de 65% do Projeto quando tal recurso não está assegurado pelo BNDES e quando na prática temos constantemente observados financiamentos com grau de alavancagem inferiores ao adotado na metodologia proposta ...
(ii)...Na verdade o WACC sofre variações anuais como conseqüência dos efeitos da utilização do Sistema de Amortização Constante (SAC) adotado pelo BNDES nos financiamentos da transmissão."

"O período de financiamento não é de 15 anos (12 + 3) e sim de 12 anos de amortização da dívida mais uma carência de 6 meses após a Entrada em Operação Comercial (EOC) das instalações. Considerando um prazo médio de 18 meses para a EOC após a assinatura do CC teremos um período de financiamento de 14 anos (12 anos + 18 meses + 6 meses)."

"...A metodologia não considera os custos financeiros do Empréstimo Ponte."

"Não considera a incidência de CPMF".

Resposta da ANEEL:

A adoção de um determinado grau de alavancagem para cálculo do WACC parte da definição de uma estrutura ótima de capital considerada a mais adequada para o setor em questão. É neste sentido que se adotou a estrutura de 65% de capital de terceiros, cuja captação não precisa necessariamente ser no BNDES.
A partir da definição da taxa de remuneração, dada pelo WACC, define-se um perfil de receita que é mantida fixa durante os primeiros 15 anos e reduzindo-se à metade nos anos restantes da concessão. A remuneração do projeto é assim calculada de forma a se manter constante ao longo da concessão, através de um fluxo de caixa descontado.
Por fim, os parâmetros estabelecidos são uma referência regulatória que balizam o cálculo da receita do leilão. Caberá a cada empresa participante do certame fazer seus cálculos sobre a receita a ser ofertada, de modo a compatibilizar o modelo estabelecido pela Agência com suas condições particulares de financiamento, custos financeiros e custos de investimentos, dentre outras.

II.4 – Cálculo do Capital de Terceiros

Contribuição da PLENA TRANSMISSORAS:
"A metodologia para o cálculo da revisão tarifária está incorreta porque:
(i) ... o perfil da dívida e a relação capital próprio x capital de terceiros é variável ao longo do tempo e deve ser calculada instantaneamente considerando a adoção do Sistema de Amortização Constante (SAC).
(ii) O valor do investimento não poderá ser fixado a partir da RAP do leilão."
[...]

Resposta da ANEEL:

O cálculo do WACC é feito no momento do leilão a fim de estabelecer uma referência para a taxa de retorno que será adotada no projeto. Posteriormente, a Receita Anual Permitida é calculada considerando um fluxo de caixa descontado levando-se em conta a amortização constante do capital ao longo dos 30 anos de concessão, sendo que os desembolsos se darão, no máximo, até os primeiros 2 anos. O fluxo de caixa é,

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

portanto, descontado a uma taxa mantida fixa e considerada adequada durante toda a vida do empreendimento, sendo esta a própria taxa de retorno do projeto.

Contribuição da PLENA TRANSMISSORAS:
"Baseando-se no fato de que os valores da RAP depois de revisados, vigorarão por um período de 5 anos após a primeira e segunda revisões e, na ocasião da terceira revisão, até o final da concessão consideramos apropriado que a metodologia a ser adotada adote parâmetros razoavelmente estáveis de forma a evitar que desequilíbrios pontuais quando ocorridos nos anos de revisão, sejam replicados inadequadamente pelos anos seguintes".
[...]
"Assim, constatamos que a metodologia adotada pode não refletir corretamente a situação econômica por se basear em médias de curto prazo (24 meses) o que as torna mais suscetível a absorver efeitos de instabilidades passageiras".
[...]
"Uma forma de abrandar essa volatilidade seria a de utilizar as médias mais longas para a TJLP e o IPCA. Desta forma, além de minimizar o efeito de choques pontuais, estas médias refletiriam de forma mais adequada todo o período decorrido desde a última revisão tarifária."
[...]
"Nota-se facilmente no gráfico que ao utilizar médias de 60 meses as variáveis ganham estabilidade sem deixar de refletir a tendência no período".

Resposta da ANEEL:

A ANEEL também entende ser mais adequada a utilização de médias mais longas para a TJLP e o IPCA de forma a dar maior estabilidade nas projeções. Assim, por ocasião da revisão será adotada uma média dos últimos 60 meses.

III. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – CEMIG GT

III.1 – Custo de Capital de Terceiros

Contribuição da CEMIG GT:
"Entendemos que o custo de capital de terceiros é definido no momento inicial do investimento e as variações nas taxas de juros que ocorrerão no futuro, para cima ou para baixo, estariam vinculadas à rolagem da dívida e diretamente relacionadas com a gestão do empreendimento, não estando, portanto sujeitas à revisão periódica".

Resposta da ANEEL:

A gestão do empreendimento é, de fato, de inteira responsabilidade do concessionário e sua forma de gerir é variável de uma empresa para outra. Não cabe à ANEEL analisar caso a caso e nem ser invasiva na gestão da empresa, motivo pelo qual é estabelecido um mecanismo comum a todas as empresas e transparente em sua aplicação.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

Contribuição da CEMIG GT:
"A adoção de um benchmarking baseado em taxas de juros de um órgão público de financiamento incentivaria a busca por outras fontes de financiamento externas (mais baratas) o que prejudicariam só as empresas investidoras nacionais, que porventura não tivessem acesso às fontes externas de financiamento, como o próprio órgão público financiador".

Resposta da ANEEL:

O Regulador busca estabelecer os parâmetros com base nas condições mais adequadas do mercado, de forma que isso se traduza em modicidade tarifária para o consumidor. Tais condições são assumidas para todas as empresas, não havendo como fazer distinção entre aquelas que conseguem satisfazê-las e as que não conseguem. De todo modo, as concessionárias que conseguirem recursos vindos do exterior estarão sujeitas às mesmas regras da revisão.

III.2 – Custos Operacionais

Contribuição da CEMIG GT:
"Já os custos operacionais também foram considerados no momento do leilão e compuseram o preço final."
[...]
"As variações, tanto positivas quanto negativas, estão embutidas no risco do negócio e também já foram computadas no valor do fluxo".

Resposta da ANEEL:

A ANEEL entende que os possíveis ganhos de produtividade nos custos operacionais decorrentes da gestão da empresa já são capturados no momento do leilão, compondo o preço final do licitante vencedor. Resta, no entanto, incorporar os ganhos decorrentes de grandes avanços tecnológicos que, por sua vez, também devem contribuir para a modicidade tarifária.
No entanto, devido à complexidade e, ainda, subjetividade do tema, a ANEEL conduzirá estudos no sentido de melhor avaliar os custos de operação e manutenção das concessionárias de transmissão, buscando um mecanismo de aferir possíveis ganhos em virtude de desenvolvimentos tecnológicos.

III.3 – Ativos já Licitados

Contribuição da CEMIG GT:
"Outro aspecto importante a considerar é que para os ativos já licitados esta proposta de revisão não é aplicável, uma vez que caracterizaria quebra de contrato e, conseqüentemente, afastaria o número de investidores dispostos a participar das próximas licitações."

Resposta da ANEEL:

Os ativos já licitados não estão sujeitos à revisão tarifária periódica e, portanto, a proposta apresentada não se lhes aplica.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

III.4 – Observações Gerais

Contribuição da CEMIG GT:
"Entendemos que a inclusão da Revisão Tarifária Periódica para as novas licitações é um ônus adicional para a sociedade, uma vez que a partir desta iniciativa os investidores passarão a considerar estes novos riscos em seus projetos, diminuindo a atratividade do negócio e conseqüentemente os deságios nas licitações".

Resposta da ANEEL:

A inclusão da Revisão Tarifária Periódica nos contratos de concessão busca tão somente atender aos dispositivos legais vigentes e não objetiva a adição ou supressão de novos riscos ao negócio de transmissão. Ao contrário, nosso entendimento é que a vinculação da dívida com as condições macro-econômicas do país reduz os riscos do negócio.

IV. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – Terna Participações

IV.1 – Crítica ao Modelo Proposto de Revisão Tarifária Periódica

Contribuição da Terna Participações:
"Entretanto, acreditamos que a modicidade tarifária para as novas licitações já é atingida sem a revisão tarifária periódica, com base em três argumentos principais:"
"Em primeiro lugar, porque, como demonstrado acima, o modelo atual de competição pelo mercado já propicia deságios consideráveis na RAP vencedora (média de 36,78% no último leilão)."
[...]
"Em segundo lugar, a relação Dívida / Capital Próprio estimada pelo Anexo VII da NT 68 em 65%-35% para as Novas Empresas a serem licitadas (a partir de 2006) não é factível."
[...]
"Temos que a Geração de Caixa Mínimo para cobrir os requerimentos do Financiamento do BNDES, com a estrutura de capital proposta seriam, em alguns casos (lotes A, D e F) superiores a RAP Máxima Fixada pela ANEEL para o Leilão 001/2006."
"Por fim, a revisão tarifária periódica corresponde a um fator de incerteza regulatória: não é possível ao agente antecipar os resultados das revisões tarifárias. Logo, cria-se um risco regulatório do setor de transmissão até então inexistente."
[...]
"Tendo em vista o exposto, nossa contribuição é pela não utilização da metodologia da NT 068 (Anexo VII) nas novas concessões de transmissão a serem licitadas pela ANEEL".

Resposta da ANEEL:

A revisão tarifária periódica proposta atende a comando legal previsto na Lei 9427/1996:

> *[...]*
> *"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão do serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*
> *[...]*
> *IV – apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;"*
> *[...]*

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

Adicionalmente, a Lei de Concessões nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995, estabelece in verbis:

> *[...]*
>
> *Art. 9º. A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.*
> *[...]*
> *Art. 18. O edital de licitação será elaborado pelo poder concedente, observados, no que couber, os critérios e as normas gerais da legislação própria sobre licitações e contratos e conterá, especialmente:*
> *[...]*
> *VIII - os critérios de reajuste e revisão da tarifa;*

Desta forma, a legislação prevê critérios de revisão da tarifa para concessões obtidas por meio de processo licitatório e a ANEEL, por intermédio da implementação de revisão de tarifas está atendendo a este preceito.

IV.2 – Impossibilidade de Revisão Tarifária Periódica para as Novas Instalações já Licitadas

Contribuição da Terna Participações:
"Tendo em vista todo o exposto, e considerando a necessidade de cumprimento do princípio da legalidade expresso no art. 37 da Constituição Federal, nossa contribuição requer a não inclusão da revisão periódica nos contratos de concessão das Novas Instalações já Licitadas".

Resposta da ANEEL:

O alcance da Revisão Tarifária Periódica proposta por intermédio da Nota Técnica nº 067/2006-SRT/ANEEL são as novas instalações de transmissão a serem concedidas mediante licitação.
Desta forma, os contratos já firmados em decorrência de leilões anteriores não serão objeto de revisão tarifária periódica.

IV.3 – Comentários à Metodologia Proposta para as Novas Instalações a serem licitadas

Contribuição da Terna Participações:
"Todavia, como a NT 68 é omissa com relação a futuras revisões periódicas a partir do 15º ano do contrato de concessão, solicitamos confirmação expressa de nosso entendimento".

Resposta da ANEEL:

Conforme Nota Técnica nº 067/2006-SRT/ANEEL, in verbis:

> *[...]*
> *"49.Assim, o processo de revisão tarifária periódica deverá se dar a cada 05 (cinco) anos, sendo efetuada no quinto, décimo e décimo quinto ano da concessão."*
> *[...]*

Resta claro, portanto, que a última revisão tarifária periódica, no que se refere à revisão do custo de capital de terceiros, se dará no décimo quinto ano da concessão.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

IV.4 – Custo de Capital de Terceiros

Contribuição da Terna Participações:
"Portanto, enfatizamos nossa contribuição inicial pela não utilização da revisão tarifária periódica para as novas instalações a serem licitadas. Subsidiariamente, nossa contribuição é pela revisão da ANEEL da relação Dívida/Capital Próprio estimada pela ANEEL, por incompatibilidade com o Leilão nº 001/2006."

Resposta da ANEEL:

A dívida estimada apresentada está calculada em função de valores de investimento colocados como referência pelo órgão de planejamento. No entanto, o investimento estimado pela ANEEL diverge desses valores por considerar especificidades de projeto e custos de referência atualizados. Consideremos, por exemplo, o Lote D onde o investimento estimado é em torno de R$ 99 milhões sendo a dívida, portanto, estimada em R$ 64,3 milhões, o que requereria uma geração de caixa mínimo de R$ 16,97 milhões, valor este abaixo da RAP máxima fixada para o leilão.
Assim, a RAP máxima fixada, calculada em função do investimento estimado pela ANEEL conforme a metodologia disponível para o leilão, mostra-se compatível com a geração de caixa mínimo.

IV.5 – Custos Operacionais

Contribuição da Terna Participações:
"Em relação ao mecanismo proposto, se observa que tanto a definição quanto a verificação de um desenvolvimento tecnológico (sem considerar a conseqüente redução da RAP) são nebulosos, podendo assim criar indesejáveis questionamentos. Além disso, o mecanismo proposto introduz um grau de incerteza na elaboração da oferta da licitação, uma vez que tais saltos tecnológicos são impossíveis de serem previstos e de serem configurados em um business plan".
[...]
"Dessa forma, enfatizamos nossa contribuição inicial pela não utilização da revisão tarifária periódica para as novas instalações a serem licitadas. Subsidiariamente, em relação à revisão do nível inicial dos custos operacionais no final do período regulatório, nossa contribuição propõe o método de profit sharing, ou seja, reconhecer para as empresas uma fração (tipicamente a metade) das recuperações de eficiência realizados no período."

Resposta da ANEEL:

A revisão dos custos operacionais, conforme proposto na NT 067/2006, não deve ser feita pela análise individual dos contratos de cada empresa e sim pela análise do setor de transmissão, considerando-se uma nova concessão, sem levar em conta possíveis sinergias e ganhos de escala, uma vez que estes já são capturados no momento do leilão. Desta forma, o fator preponderante para uma redução de custos seria um ganho tecnológico que permitiria essa nova concessão realizar custos operacionais em níveis abaixo dos estipulados atualmente, o que pode até mesmo não acontecer.
No entanto, devido à complexidade e subjetividade do tema, a ANEEL conduzirá estudos no sentido de melhor avaliar os custos de operação e manutenção das concessionárias de transmissão, buscando um mecanismo de aferir possíveis ganhos em virtude de desenvolvimentos tecnológicos.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

IV.6 – Tratamento da Indenização por Reversão

Contribuição da Terna Participações:
"Entretanto, a NT 68 peca em não considerar eventuais investimentos feitos pela concessionária durante o prazo de 30 anos. A Transmissora é obrigada a fazer novos investimentos para cumprir determinações do ONS e Plano de Ampliações e Reforços Determinativos do Governo, PARDET e Plano Decenal. Da mesma forma, pode ser necessário fazer novos investimentos por razões outras, como manter a atualidade (novas tecnologias, reposição de equipamentos obsoletos, etc.). Tais investimentos em novas instalações, feitos em nome do princípio da continuidade dos serviços públicos, não estarão amortizados ou depreciados ao fim do prazo da concessão".
[...]
"Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei 8987 e no contrato de concessão, nossa contribuição é alertar ao regulador que tais investimentos deverão ser indenizados ao fim do prazo contratual, independentemente de ser incorporada ou não a revisão tarifária periódica às novas instalações a serem licitadas".

Resposta da ANEEL:

Os novos investimentos feitos ao longo da concessão e não integralmente depreciados certamente deverão ser indenizados ao fim do prazo contratual, sendo que a ANEEL elaborará oportunamente metodologia que contemple essa situação por ocasião da reversão.

V. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – ABDIB (LEITE, TOSTO E BARROS ADVOGADOS ASSOCIADOS)

V.1 – Da Garantia do Equilíbrio Econômico-Financeiro

Contribuição da ABDIB (Leite, Tosto e Barros Advogados Associados):
"... Como se vê, quis o legislador constitucional garantir as condições efetivas da proposta, durante toda a fase de execução do contrato de concessão, isto é manter o seu equilíbrio econômico e financeiro. Ademais, atentaria contra o princípio da moralidade querer a administração alterar tal equilíbrio, já que foi assegurado previamente ao participante do certame tal garantia."
[...]
"Na outorga por leilão, cada empreendedor econômico (proponente) calculou o menor valor que necessitaria auferir a fim de executar a concessão licitada em leilão, que pode coincidir, ou não, com aquele fixado, como valor máximo, no Edital. Nesse cálculo já se encontra a remuneração e a estrutura de capitais do empreendimento."
"A proposta vencedora já trás no seu bojo a estrutura de capitais do empreendimento e, sendo ela (a proposta) intangível, não há como querer se computar hipotéticos ganhos decorrentes desta estrutura como "ganhos de eficiência ou de competitividade", posto que, em assim se procedendo, estar-se-ia alterando a própria proposta, o que é vedado em razão do princípio constitucional da garantia do seu equilíbrio econômico-financeiro."

Resposta da ANEEL:

A revisão tarifária periódica proposta atende a comando legal previsto na Lei 9427/1996:
[...]

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

> *"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão do serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*
> *[...]*
> *IV – apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;"*
> *[...]*

Adicionalmente, a Lei de Concessões nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995, estabelece in verbis:

> *[...]*
>
> *Art. 9º. A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.*
> *[...]*
> *Art. 18. O edital de licitação será elaborado pelo poder concedente, observados, no que couber, os critérios e as normas gerais da legislação própria sobre licitações e contratos e conterá, especialmente:*
> *[...]*
> *VIII - os critérios de reajuste e revisão da tarifa;*

Desta forma, a legislação prevê critérios de revisão da tarifa para concessões obtidas por meio de processo licitatório e a ANEEL, por intermédio da implementação da revisão de tarifas está atendendo a este preceito.

V.3 – Considerações Gerais acerca da Nota Técnica nº 068/2006-SRT/ANEEL

Contribuição da ABDIB (Leite, Tosto e Barros Advogados Associados):

"Chegam mesmo a ser arbitrários os critérios e pressupostos no qual se baseia a nota técnica nº 068/2006-SRT/ANEEL, visto que, como já se disse, não previstos anteriormente (em que lugar do contrato, ou do Edital, consta que o vencedor do certame licitatório deveria se valer de capital próprio para a execução das obras? Ou que, em se valendo de capital de terceiros, deveriam eles, no futuro, ser computados como "ganhos"? ou qual taxa de juros deveriam ser pagos por esses empréstimos?). Mas não é só. Em que lugar do Edital ou do contrato, está previsto que o TIR (taxa interna de retorno) da licitante deveria ser de x ou y?

Resposta da ANEEL:

O Regulador busca estabelecer os parâmetros com base nas condições mais adequadas do mercado, de forma que isso se traduza em modicidade tarifária para o consumidor. Tais condições são assumidas para todas as empresas, não havendo como fazer distinção entre aquelas que conseguem tais condições e as que não conseguem.

Adicionalmente, os critérios de revisão são uniformes para todas as concessionárias de forma que, regulatoriamente, não se deve considerar a condição particular de financiamento de cada empresa, visto ser esta uma decisão de gestão do próprio negócio. Ademais, a premissa do processo de revisão é manter os parâmetros estabelecidos no momento do leilão, sendo válidos para todas as empresas.

VI. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – ABDIB (FGV)

VI.1 – A Revisão Tarifária

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/2006).

Contribuição da ABDIB (FGV):

"... analisando a sistemática dos leilões de concessão de transmissão, verifica-se que pelo instrumento concorrencial tem havido transferência de benefícios ao consumidor..."

[...]

"... no que concerne às concessionárias de transmissão licitadas, observamos que:

- *Não há garantias de que constituam um monopólio natural permanente.*
- *A própria existência de monopólio natural é controversa."*

[...]

"... o relatório recomenda que:

- *Devido às características peculiares das concessões de transmissão licitadas os benefícios potenciais dos processos de revisão não compensam o seu alto custo de realização, ou seja o benefício potencial para o consumidor é extremamente reduzido ou negativo".*

"Entre as características próprias das concessionárias licitadas de transmissão de energia elétrica, em relação às transmissoras existentes e às distribuidoras, constam: a determinação da taxa de retorno através de leilões razoavelmente competitivos conforme mostrado na seção 2, uma estrutura de receitas simples e independente do despacho (demanda) e; impossibilidade de expandir a base de ativos regulatórios a partir da adição de novos investimentos."

Resposta da ANEEL:

A revisão tarifária periódica proposta atende a comando legal previsto na Lei 9427/1996:

> *[...]*
> *"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão do serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*
> *[...]*
> *IV – apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;"*
> *[...]*

Adicionalmente, a Lei de Concessões nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995, estabelece in verbis:

> *[...]*
>
> *Art. 9º. A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.*
> *[...]*
> *Art. 18. O edital de licitação será elaborado pelo poder concedente, observados, no que couber, os critérios e as normas gerais da legislação própria sobre licitações e contratos e conterá, especialmente:*
> *[...]*
> *VIII - os critérios de reajuste e revisão da tarifa;*

Desta forma, a legislação prevê critérios de revisão da tarifa para concessões obtidas por meio de processo licitatório e a ANEEL, por intermédio da implementação da revisão de tarifas está atendendo a este preceito.