

Em 19 de maio de 2006.

Processo: 48500.001208/2006-37

Assunto: Repasse dos custos não gerenciáveis –  
**Parcela “A”** – para o segundo ciclo de revisão tarifária  
das concessionárias de distribuição.

## **I – DO OBJETIVO**

Apresentar à sociedade e aos agentes do setor de energia elétrica os conceitos e regulamentos que norteiam o cálculo dos custos não gerenciáveis, que formam a Parcela A da receita das concessionárias de distribuição. Nesse sentido, os conceitos apresentados nesta Nota deverão ser considerados para fins de cálculo das tarifas de energia elétrica durante o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica, a se iniciar em abril de 2007.

## **II – DOS FATOS**

2. Com o advento do processo de desestatização, as Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inseriram adequações nas relações entre órgão regulador, concessionário e consumidor, consubstanciadas nos contratos de concessão, deflagrando o processo de reestruturação institucional, societário e patrimonial do setor elétrico.

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

4. Da mesma forma, os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica estabelecem as tarifas iniciais e os respectivos mecanismos de alteração, sendo eles: *i)* reajuste tarifário anual; *ii)* revisão tarifária extraordinária; e *iii)* revisão tarifária periódica, que deverá ocorrer, conforme horizontes definidos nos respectivos contratos de concessão.

Fl. 2 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

5. Os reajustes e revisões das tarifas de energia elétrica obedecem a determinações e regras estabelecidas no contrato de concessão e na legislação vigente. Nesse sentido, compete à ANEEL gerir os contratos de concessão e estabelecer as tarifas. No que se refere ao reajuste anual, o contrato é preciso, uma vez que estabelece a fórmula de cálculo<sup>1</sup> a ser utilizada.

6. Em síntese, pode-se afirmar que, nos processos de reajuste anual, os custos não gerenciáveis, ou seja, a Parcela A, são apurados de forma que se identifique a variação de tais custos no ano de referência. Nesse sentido, a Parcela A é formada por despesas relativas a: (i) encargos setoriais; (ii) uso dos sistemas de distribuição de terceiros ou uso dos sistemas de transmissão; e (iii) compra de energia elétrica para revenda. Na revisão tarifária periódica, em vez de se analisar a variação dos custos supramencionados, examinam-se os novos custos decorridos no processo.

7. A seguir são apresentados os marcos legais para as diversas políticas governamentais que resultaram em custos não gerenciáveis para as concessionárias de energia elétrica e que fazem parte da Parcela A.

8. A Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, instituiu a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC – para conceder cobertura de custos de geração de eletricidade em centrais termelétricas, os quais são rateados entre todas as concessionárias e consumidores de energia elétrica. Desde janeiro de 2006, apenas a geração térmica nos Sistemas Isolados é beneficiária do subsídio da CCC.

9. O art. 9º da Lei nº 8.631, de 1993, prevê que as quotas anuais da Reserva Global de Reversão – RGR – serão incorporadas no custo do serviço das empresas concessionárias, supridoras e supridas. Esse encargo tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

10. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE – com vistas a constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

11. Conforme o art. 18 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, as regras do Mercado Atacadista de Energia – MAE – poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados a todos os usuários dos Sistemas Elétricos Interligados. O art. 8º da Resolução ANEEL nº 290, de 4 de agosto de 2000, homologou as Regras de Mercado relativas aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS. Desde então, as Regras do antigo MAE, substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE –, apresentam o ESS como custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema no atendimento do consumo.

12. A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, estabeleceu que a concessionária de serviço público de distribuição deverá aplicar anualmente recursos correspondentes a 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento – P&D – e programas de eficiência energética. A Resolução ANEEL nº 185,

---

<sup>1</sup>  $IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 (IVI \pm X)}{RA_0}$

Fl. 3 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

de 21 de maio de 2001, definiu, no §1º do art. 1º, a forma de obtenção da receita operacional líquida utilizada como base de cálculo dos valores a serem aplicados.

13. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE –, visando ao desenvolvimento energético dos Estados e à competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional.

14. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA –, também instituído pela Lei nº 10.438, de 2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor. Os custos relativos ao PROINFA também são repartidos compulsoriamente entre os consumidores, por meio de suas tarifas de energia elétrica.

15. O novo modelo do setor elétrico brasileiro teve suas diretrizes estabelecidas por meio da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica. De acordo com o modelo instituído por essa Lei, a comercialização de energia ocorrerá nos ambientes de contratação regulada e livre.

16. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, regulamentou a Lei nº 10.848/2004, estabelecendo que os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia elétrica e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

17. Adicionalmente, o Decreto nº 5.163/2004 dispõe sobre as regras de repasse, à tarifa do consumidor final, dos custos de aquisição de energia elétrica, bem como disciplina o tratamento às concessionárias com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano.

### **III – DA ANÁLISE**

#### **III.A - INTRODUÇÃO**

18. A partir de 1995, os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica foram assinados, entre a União e cada concessionária, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. No universo de 64 empresas distribuidoras, 61 assinaram o contrato de concessão e foram submetidas ao primeiro ciclo de revisão tarifária periódica, previsto em cláusula contratual.

19. Em linhas gerais, o serviço público de distribuição de energia elétrica é autorizado por meio do contrato de concessão que dispõe sobre os compromissos vinculados à concessão e ao serviço. Nesse sentido, o contrato estabelece as regras sobre regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços prestados.

20. Os atuais contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade

Fl. 4 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

populacional. Prevêem ainda o incentivo à implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico.

21. Além disso, deve ser observado que o contrato de concessão prevê a obrigatoriedade de a distribuidora adquirir a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. No que se refere ao repasse de tais custos, o contrato estabelece que na aplicação dos reajustes e revisões serão observados limites de repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica.

22. Quando se trata dos processos de revisão tarifária, a abordagem difere do processo de reajuste anual essencialmente no que tange aos custos da Parcela B. Esses custos são: (i) remuneração dos ativos da concessão; (ii) custos operacionais; e (iii) quota de reintegração dos ativos em função da depreciação. Para o cálculo de cada um deles, são utilizadas metodologias específicas, descritas nas demais Notas Técnicas referentes à proposta metodológica para o segundo ciclo de revisão tarifária.

23. Ainda que não existam diferenciações quanto ao cálculo da Parcela A nos processo de revisão e reajuste das tarifas, um conjunto de mudanças significativas aconteceu desde o primeiro ciclo de revisões, iniciado em 2003. Além das mudanças relativas à comercialização de energia, novos encargos setoriais foram criados ou reformulados na forma de repasse.

24. Nesse sentido, apresenta-se nesta Nota Técnica uma síntese dos custos não gerenciáveis que deverão nortear o cálculo da Parcela A durante o segundo ciclo de revisões tarifárias. Vale esclarecer que os custos não gerenciáveis poderão ser alterados ao longo do tempo em razão de políticas de governo, que poderão extinguir ou criar novos encargos ou mesmo novas regras para comercialização de energia elétrica.

### **III.B – COMPRA DE ENERGIA**

25. A Lei nº 10.848, de 2004, alterou essencialmente as regras de compra e venda de energia elétrica, especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição. Para essas, foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

26. O modelo instituído pela Lei nº 10.848/04 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas, o primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR – e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Com relação aos agentes de distribuição, a opção é Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

27. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos art. 14 e 15 do Decreto nº 5.163/2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

28. Diante das alternativas de aquisição de energia, destaca-se a compra no ACR em que se concentra a maior parte da oferta no sistema interligado. Nesse sentido, o art. 2º da Lei nº 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica *“deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”*, ou seja, no ACR. A compra nesse ambiente é efetivada por meio de leilões, cujas diretrizes foram estabelecidas pela própria Lei nº 10.848/04. Nesse contexto, a ANEEL tem a atribuição de regular e realizar os leilões, que poderão ser promovidos pela própria Agência ou por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

29. Nesse sentido, a CCEE realizou quatro leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes onde as empresas de distribuição firmaram contratos com duração de oito anos, com entrega iniciando-se em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009. Também foram firmados alguns contratos com duração de três anos, iniciando-se o suprimento em 2006. No que se refere aos novos empreendimentos de geração, a CCEE já realizou um leilão, em que foram negociados contratos de usinas termelétricas e hidrelétricas, para início do suprimento em 2008, 2009 e 2010. Os contratos referentes a usinas hidrelétricas têm 30 anos de duração, enquanto as termelétricas firmaram contratos com 15 anos de suprimento.

30. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto nº 5.163/04 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um por cento da carga da distribuidora. Esses contratos são caracterizados por uma duração de, no máximo, dois anos.

31. No que diz respeito ao Ambiente da Contratação Livre – ACL – destacam-se as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo: i) agentes concessionários; ii) permissionários e autorizados de geração; iii) comercializadores; iv) importadores; v) exportadores de energia elétrica; e vi) consumidores livres.

32. De acordo com o art. 48 da Lei nº 5.163/2004, os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia de fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

33. Outro enfoque sobre a energia comprada refere-se à compra proveniente de Itaipu, em que as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas<sup>2</sup> a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu.

34. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu Binacional é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se a data próxima ao reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

35. Tendo em vista as normas vigentes relativas à compra de energia pelas empresas de distribuição, os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

---

<sup>2</sup> Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados de livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/04. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/04, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. Os montantes de energia desses contratos são registrados na CCEE pelo Agente vendedor e validados pelo Agente comprador.
- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje corresponde à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE. A Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006, estabeleceu os critérios para definição das quotas partes de Itaipu, que deverão ser distribuídas entre as empresas de distribuição dos Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste.
- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

### III.B.1 – REPASSE ÀS TARIFAS DAS DESPESAS COM A COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

36. De acordo com o § 2º do art. 10 da Lei nº 9.648/98, a ANEEL deve estabelecer critérios que limitem eventuais repasses do custo da compra de energia elétrica entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento. Nesse sentido, a Agência estabeleceu as regras para cálculo do Valor Normativo – VN – para limitar o repasse do preço de aquisição de energia por meio de contratos bilaterais, firmados antes de 16 de março de 2004<sup>3</sup>.

37. A partir da publicação da Lei nº 10.848/04, estabeleceu-se uma nova sistemática para limitar o repasse das despesas com a compra de energia realizada no ACR e ACL. Com essa finalidade, o Capítulo II, Seção V, do Decreto nº 5.163/04 define o Valor Anual de Referência – VR –, bem como a respectiva regra de cálculo e condições de aplicação.

38. O VR representa uma média dos preços da energia de novos empreendimentos de geração, negociados nos leilões do ACR. Essa média é calculada com base nos preços ponderados pelos montantes adquiridos para início de suprimento no terceiro e quinto ano após o ano de realização do leilão<sup>4</sup>.

39. Uma vez calculado o VR, a ANEEL deve estabelecer o repasse da despesa com a compra de energia às tarifas observando os critérios do art. 36 do Decreto nº 5.163/04, no que se refere aos contratos

<sup>3</sup> As Resoluções ANEEL nºs 248 e 488/2002 regulamentam as fórmulas de cálculo e aplicação do Valor Normativo.

<sup>4</sup>  $VR = \frac{[VL5.Q5 + VL3.Q3]}{[Q5 + Q3]}$ , o art. 35 estabelece como devem ser apurados os valores de VL5, Q5, VL3 e Q3 para o período de 2005 a 2008.

Fl. 7 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

oriundos de: (i) Geração Distribuída, quando contratada por meio de chamada pública; (ii) Leilão de Ajustes; e (iii) Leilões do ACR.

40. O repasse dos custos com a compra de energia é permitido a partir do início do suprimento, sendo que os critérios do art. 36 do Decreto nº 5.163/04 dividem as regras de repasse, em função do ano em que o leilão foi realizado e em relação ao início do suprimento. Assim, para a compra realizada com cinco anos de antecedência do início do suprimento, denominada “A-5”, será reconhecido, para fins de repasse, o preço equivalente ao VR durante os três primeiros anos de suprimento, enquanto, para os demais anos do contrato, será reconhecido exatamente o preço negociado.

41. Uma regra semelhante de repasse foi estabelecida para as aquisições de energia realizadas com três anos de antecedência do início do suprimento, denominada “A-3”. Para esses contratos, deverá ser reconhecido o VR durante os três primeiros anos do suprimento, porém limitado ao montante correspondente a 2% da carga do agente de distribuição comprador, observada no quinto ano anterior ao ano base em que se realizou o leilão (A-5). A partir do quarto ano de suprimento, o repasse deve ser feito pelo valor integral. Entretanto, o montante repassado a esse valor não poderá exceder a 2% da carga do agente de distribuição em A-5. Para os montantes adquiridos em A-3 que excedam 2% da carga de A-5, deverá ser atribuído, no repasse às tarifas, o menor preço entre o valor médio de aquisição em A-5 e o valor médio de aquisição em A-3<sup>5</sup>.

42. No que diz respeito aos contratos de energia de empreendimentos existentes, deve ser reconhecido o valor integral do preço resultante do respectivo leilão. Para os leilões de empreendimentos existentes que se realizarem no período de 2005 a 2008, de acordo com o art. 41 do Decreto nº 5.163/2004, o repasse é integral para a parcela referente a 1% do requisito verificado no ano anterior ao da Declaração de Necessidade do Agente Distribuidor. Para parcela que exceder o montante anterior, o repasse estará limitado ao 70% de seus custos.

43. Com relação à compra decorrente de Leilões de Ajustes e de chamada pública de Geração Distribuída, é permitido o repasse integral limitado ao VR. Já para a energia relativa à quota parte de Itaipu não serão observados limites no repasse do custo associado, conforme dispõe o art. 37 do Decreto nº 5.163/04.

44. Na situação de insuficiência de contratos para atendimento à totalidade da carga, o agente de distribuição, além de ser submetido a uma penalidade, adquire energia no mercado de curto prazo, de forma compulsória, contabilizada ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, conforme as regras de comercialização da CCEE. Para tal situação, o art. 42 do Decreto nº 5.163/04 prevê que o repasse às tarifas dar-se-á pelo menor valor entre o PLD e o Valor de Referência – VR.

45. As concessionárias de distribuição de energia efetuam o repasse dos custos incorridos com o PROINFA a seus consumidores, mediante a cobrança da TUSD PROINFA, conforme dispõe o art. 19 da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2004.

---

<sup>5</sup> Adicionalmente, o Decreto nº 5.163/04 determina que seja observado o limite do Valor de Referência da Energia Existente – VRE quando do repasse dos custos de aquisição da energia de novos empreendimentos de geração. O art. 40 do referido Decreto estabelece regra de cálculo do VRE.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

46. Cabe ainda mencionar que, as quotas de custeio do Programa de Incentivo às Fontes alternativas de Energia Elétrica PROINFA, são consideradas nos reajustes e revisões tarifárias das concessionárias de distribuição de energia elétrica, como um encargo setorial, a exemplo do que ocorre com a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. As quotas de energia elétrica, por sua vez, deverão compor o balanço energético das distribuidoras, para fins de sobras ou déficits de energia elétrica adquirida para atendimento do mercado cativo.

### **III.B.1.1- REPASSE DOS CUSTOS COM A SOBRECONTRATAÇÃO**

47. O art. 38 do Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu que, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

48. A ANEEL elaborou proposta de regulamentação dos critérios de repasse, às tarifas do consumidor final, do custo de sobrecontratação de energia elétrica de até 3%, submetendo a referida proposta à Audiência Pública nº 02/2006. As contribuições foram recebidas na forma de intercâmbio documental, no período de 22 de fevereiro a 8 de março de 2006, sendo que a proposta final, após análise das contribuições recebidas, foi apresentada pela SRE/ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 151/2006-SRE/ANEEL.

49. Na proposta que foi submetida à Audiência Pública, os montantes de sobrecontratação de energia deverão ser apurados pela CCEE no ano civil que antecede o cálculo das tarifas, devendo estar limitados a 3% do mercado regulatório. Entende-se por mercado regulatório aquele formado pela energia faturada aos consumidores cativos adicionada das perdas regulatórias estabelecidas na última revisão tarifária.

50. Uma vez definido o montante de sobrecontratação, a despesa correspondente da distribuidora deve ser calculada. Tal despesa é obtida pela diferença entre valor pago ao fornecedor do contrato e a receita obtida pela venda das sobras contratuais no mercado de curto prazo, valoradas ao PLD. O resultado é incluído no cálculo das tarifas, em adição às despesas com a compra de energia para atendimento a cem por cento do mercado. Vale ressaltar que a proposta apresentada na Nota Técnica 151/2006-SRE/ANEEL encontra-se em análise pela Diretoria da ANEEL.

### **III.B.1.2- COMPRA COM TARIFA REGULADA PARA CONCESSIONÁRIAS COM MERCADO INFERIOR A 500 GWH/ANO**

51. Para as concessionárias com mercado inferior a 500 GWh/ano, é permitida a escolha do atendimento por outras concessionárias de distribuição ou de geração, com tarifas reguladas estabelecidas pela ANEEL.

52. A Resolução Normativa nº 206/05 estabeleceu as condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias, incluindo regra de faturamento para a energia contratada de forma regulada. Tal regra de faturamento prevê a margem entre 85% a 115% do montante de referência contratado, dentro da qual o repasse das despesas se dá de forma integral. Nessa circunstância, não se verifica a necessidade de repasse de valores associados a sobrecontratação, haja vista a possibilidade de acerto do contrato ao mercado verificado.

Fl. 9 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

### **III.B.2- PERDAS ELÉTRICAS**

53. Entende-se que o requisito de energia elétrica da concessionária, em MWh, é a soma do montante necessário para fornecimento aos consumidores cativos e a outras concessionárias de distribuição, com o montante de energia elétrica para cobertura das perdas elétricas inerentes ao transporte e distribuição da energia (perdas técnicas) e o montante de perdas não técnicas (erros de medição e furto de energia). Assim, as perdas elétricas se traduzem em uma despesa maior relativa à compra de energia, sendo que a ANEEL deve estabelecer, no momento da revisão tarifária, quais são os níveis adequados de perdas, que poderão ter impacto na tarifa do consumidor final. Esse tema é tratado na Nota Técnica Nº 026/2006-SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006, também submetida na Audiência Pública nº 008/2006.

54. Para analisar esse tema, é válido destacar as bases do regime atual de regulação aplicado no Brasil. Tal regime foi instituído por meio da Lei nº 8.631/93, que extinguiu o regime de remuneração garantida. Nesse sentido, os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica contemplam regras de reajuste e revisão das tarifas de acordo com o sistema de regulação por incentivos.

55. A regulação por incentivos caracteriza-se pela certeza da periodicidade em que as tarifas são revisadas<sup>6</sup>. Dessa forma, o regulador evita interferir no nível tarifário no período entre revisões, de forma que os ganhos de eficiência sejam capturados pela empresa regulada até o momento da próxima revisão. Por princípio, a regulação por incentivos estabelece limites de repasse dos custos às tarifas, pois se assume que, se todo o custo tiver repasse integral, não haverá motivação para que a empresa regulada busque operar de modo eficiente.

56. No repasse dos custos da Parcela A, a definição de um percentual regulatório de perdas elétricas deve ser associada à regulação por incentivos, com o objetivo de limitar custos ineficientes na compra de energia elétrica. No que tange às despesas com energia comprada, a utilização de percentuais regulatórios para as perdas elétricas tem dois objetivos principais. O primeiro é evitar que o consumidor pague por montantes que correspondem à ineficiência da concessionária na gestão das perdas não-técnicas, ou na manutenção e operação dos ativos, o que reflete índices maiores de perdas técnicas. O segundo consiste em motivar a concessionária a reduzir as perdas reais para níveis inferiores ao patamar regulatório no período entre revisões. Desse modo, o ganho de eficiência no período deve ser apropriado pela distribuidora e somente na próxima revisão o percentual regulatório de perdas deve ser revisto.

57. Nesse sentido, a ANEEL define, para fins de repasse às tarifas, o percentual de perdas elétricas, as quais estão compostas pelas perdas na rede básica e perdas no sistema de distribuição, que se dividem em perdas técnicas e perdas não-técnicas.

### **III.B.3- O MECANISMO DA CVA PARA A RECOMPOSIÇÃO DA RECEITA NECESSÁRIA ÀS DESPESAS DA PARCELA A**

58. A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA é destinada a registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários (período de referência), nos valores de itens de custo da "Parcela A", como a energia comprada, os encargos setoriais e as despesas com o uso dos sistemas de transmissão.

---

<sup>6</sup> Cowan, Simon – Price Cap Regulation – Swedish Economic Policy Review

Fl. 10 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

59. Em síntese, o mecanismo da CVA apura a diferença entre o valor do desembolso feito pela empresa e a receita na base tarifária. Essa diferença é apurada observando a data do desembolso e, a partir de então, é remunerada pela taxa **SELIC**<sup>7</sup>, em duas etapas. A primeira leva os valores apurados até o 5º dia útil anterior à data do reajuste em processamento, utilizando a SELIC do período. Na segunda etapa, utiliza-se uma projeção da taxa para os próximos doze meses, quando as diferenças serão efetivamente recuperadas. Estão submetidos a essa sistemática os valores associados a: (i) Itaipu, nas despesas com repasse da potência e transporte; (ii) CCC; (iii) CDE; (iv) PROINFA; (v) Encargos de Serviços do Sistema; (vi) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos; (vii) Rede Básica; e (viii) Compra de Energia.

60. O fato gerador da CVA é a alteração entre o preço/tarifa efetivamente pago pela concessionária em relação àquele considerado no último reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica.

### III.C – ENCARGOS TARIFÁRIOS

61. Os encargos tarifários são discriminados em Encargos de Transmissão e em Encargos Setoriais. Os Encargos de Transmissão têm como finalidade cobrir o custo do transporte de energia elétrica nas redes de transmissão, isto é, o custo em transmitir a energia gerada pelas usinas até as redes de distribuição da concessionária. Os Encargos de Transmissão são compostos por Rede Básica, Conexão, Operador Nacional do Sistema, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso, e não constituem receita da concessionária. Já os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, PROINFA, ESS e Equivalente Hidráulico, são definidos em Leis, têm destinação específica e resultante de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Os seus valores são estabelecidos pela ANEEL, mediante homologação por Resoluções ou Despachos, e, assim como os Encargos de Transmissão, não representam receita para a concessionária. A seguir, os Encargos de Transmissão e os Encargos Setoriais são detalhados.

#### III.C.1– ENCARGOS DE TRANSMISSÃO

##### Rede Básica

62. O Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST – celebrado com o ONS, pelo acesso à rede básica de transmissão do sistema interligado. Tais encargos são calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, é função da receita anual permitida para as concessionárias detentoras da rede básica para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. Além disso, a ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (TUST), nas formas de TUST<sub>RB</sub> e TUSD<sub>nodal</sub>, relativas ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST<sub>FR</sub>, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

---

<sup>7</sup> Taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia. Tal critério de remuneração foi definida pela Portaria Interministerial nº 296, de 25 de outubro de 2001

Fl. 11 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

### Conexão

63. O Uso das Instalações de Conexão refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Assim, o encargo de conexão representa os valores pagos pelas distribuidoras às transmissoras em função do uso das referidas instalações. As instalações de conexão são liberadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão entre as partes. Os valores desse encargo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual juntamente com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

### ONS

64. Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do Operador Nacional do Sistema – ONS. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, bem como a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

### Transporte de Itaipu

65. O Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas.

## **III.C.2 – ENCARGOS SETORIAIS**

### Reserva Global de Reversão

66. A Reserva Global de Reversão – RGR – foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648/98 definiu que a RGR seria extinta em 31 de dezembro de 2002. Entretanto, a Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010. A RGR refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, e limitado a 3,0% de sua receita anual. A Quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

### Conta de Consumo de Combustíveis

67. A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC – foi criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973. A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de

Fl. 12 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

combustíveis para geração de energia termoelétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, na medida em que requer a utilização de combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, - e carvão . A geração termoelétrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados, mas tem importante participação também no SIN, embora seus custos já não sejam mais cobertos pela CCC.

68. Os custos da geração termoelétrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoelétricas. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, após análises e recomendações, com base nas informações prestadas pela ELETROBRÁS. A ELETROBRÁS submete o Plano Anual de Combustíveis – PAC – à ANEEL após analisar a previsão de geração térmica elaborada pelo Comitê Técnico de Planejamento do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON – para os Sistemas Isolados, e até 2005 pelo Operador Nacional de Sistemas – ONS – para os Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidráulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. A Quota da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

69. Até 2005, as Quotas de CCC eram estabelecidas para os seguintes sistemas elétricos: *i)* Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste; *ii)* Sistema Interligado Norte/Nordeste; e *iii)* Sistemas Isolados. Entretanto, de acordo com a Lei n.º 9.648/1998 e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto de 1998, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficou extinto o benefício da CCC para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados.

#### Equivalente Hidráulico

70. A Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH – tem como base legal a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que estendeu o rateio do custo de consumo de combustíveis para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados a todos as distribuidoras. Isso porque a CCC somente reembolsa os dispêndios com combustíveis que excedam o custo da energia hidráulica equivalente à geração térmica. Assim, o equivalente hidráulico pode ser entendido como o custo da energia da geração térmica, caso a produção se dê por meio da geração hidráulica. Nesse sentido, a ANEEL publica anualmente o valor da TEH, a qual, aplicada sobre o montante de geração térmica dos sistemas isolados, resulta no valor a ser deduzido das despesas a serem cobertas pela CCC. Esse encargo é reconhecido somente às concessionárias que têm geração térmica e que pertencem ao sistema isolado.

#### Conta de Desenvolvimento Energético

71. A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE – foi criada pela Lei n.º 10.438/2002 e refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: *i)* o desenvolvimento energético dos Estados; *ii)* a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; *iii)* promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a entidade responsável pela movimentação dos recursos arrecadados para esse fim.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

72. Os recursos necessários ao funcionamento da CDE são provenientes (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; (ii) das multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

73. Os valores dos recursos provenientes do pagamento pelo Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nos contratos de concessão de geração e das multas impostas aos agentes do Setor pela ANEEL, serão aplicados, exclusivamente e até quando necessário, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural, nos termos da Lei nº 10.762, de 2003.

74. Para os valores de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427, de 26/12/96, e do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, somente poderão ser considerados, para efeito de receita da CDE, aqueles efetivamente depositados na conta ELETROBRÁS-CDE que, conforme a legislação prevê, serão destinados à universalização.

75. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA(IBGE). Desse modo, as quotas da CDE para o exercício seguinte tem por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano<sub>1</sub> a agosto/ano<sub>2</sub>, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

#### Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

76. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH – foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 4,4% ao Ministério de Meio Ambiente, 3,6% ao Ministério de Minas e Energia e 2% ao Ministério de Ciência e Tecnologia.

#### Taxa de Fiscalização do Serviço de Eletricidade

77. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE – foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

#### Proinfa

78. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração,

Fl. 14 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

transmissão ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

79. A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da ELETROBRÁS, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela ELETROBRÁS, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, serão rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado – SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

80. Nesse sentido, a Resolução Normativa ANEEL nº 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

#### Encargo de Serviços do Sistema

81. O Encargo de Serviços do Sistema – ESS – representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga. Tal custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

82. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL nºs 265/2003 e 688/2003. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

#### Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

83. O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 25% em programas de eficiência energética no uso final.

#### **IV – DO FUNDAMENTO LEGAL**

- § 2º do art. 9º e art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
- Art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de julho de 2004.
- Inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Fl. 15 da Nota Técnica nº 163/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006 - Processo nº 48500.001208/2006-37

## **V – CONCLUSÃO**

84. No processo de revisão tarifária periódica, os custos da concessionária são divididos em Parcela A e Parcela B. No que se refere à Parcela A, essa é composta pelos custos não gerenciáveis, especificamente, custos com compra de energia, encargos de transmissão e encargos setoriais. Em relação aos encargos setoriais, o repasse é integral, pois constituem políticas de governo. A respeito dos encargos de transmissão, o repasse deve estar limitado à contratação prudente e eficiente, não ensejando repasse, por exemplo, em multas de ultrapassagem.

85. A distribuidora, como discutido com mais detalhe na Nota Técnica Nº 026/2006-SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006, possui uma certa gerência sobre o nível de perdas de energia elétrica e sobre as tarifas de compra de energia, estabelecidas entre distribuidora e geradora, para os contratos bilaterais, ou seja aqueles que não resultaram de leilões realizados pela ANEEL. Portanto, com base no regime de regulação por incentivos, a ANEEL, visando a incentivar a concessionária a buscar custos eficientes, deve limitar o repasse das perdas elétricas mediante a definição de um percentual regulatório. O preço da energia aos limites vigentes, determinado pelos regulamentos, notadamente constante no Decreto nº 5.163/2004.

## **VI – DA RECOMENDAÇÃO**

86. Fundamentando-se no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se que seja submetida à Audiência Pública, cujo enfoque está no repasse dos custos da Parcela A, para o segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição, além de esclarecer à sociedade, resumidamente, os mecanismos para apuração das compras de energia, encargos setoriais e encargos de transporte de energia resultantes de políticas de governo, sendo que a forma de cálculo de cada item está disposto nos diversos atos regulamentares estabelecidos pela ANEEL.

**BELARMINO ELIAS**  
Técnico

**CRISTINA SCHIAVI NODA**  
Técnica

**SHIRLEY DE SOUZA MEIRELLES**  
Técnica

**JOSÉ JURÂNIO ROCHA**  
Líder do Processo

**De acordo:**

**EDUARDO DE ALENCASTRO**  
Superintendente de Regulação Econômica - Interino