



**MINISTÉRIO DA FAZENDA**  
**Secretaria de Acompanhamento Econômico**

Parecer Analítico sobre Regras Regulatórias nº 02/COGEN/SEAE/MF

Brasília, 10 de janeiro de 2011

**Assunto:** Audiência Pública nº 40/2010 - Aneel, referente ao terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

### **1- Introdução**

1. Em sintonia com os princípios de eficiência e publicidade que regem a administração pública, a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel publicou o Aviso de Audiência Pública nº 40/2010 no Diário Oficial da União de 10 de setembro de 2010. A agência procura obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

2. Nesse contexto, o objetivo deste parecer é oferecer as contribuições desta Secretaria no sentido de colaborar com o aprimoramento do arcabouço regulatório do setor.

### **2 – Da Análise**

#### **2.1 – Problema Identificado, Objetivo e Instituições Impactadas**

3. O setor de distribuição de energia é normalmente caracterizado como um monopólio natural, situação em que, grosso modo, é mais eficiente ter apenas uma empresa no mercado. Trata-se de uma falha de mercado que requer regulação econômica a fim de evitar abuso de posição dominante por parte do monopolista. Um dos aspectos a serem trabalhados pelo regulador é justamente a política tarifária.

4. A audiência pública em comento visa justamente estabelecer os parâmetros que balizarão a regulação econômica aplicável ao setor, como forma de mitigar os efeitos adversos da falha de mercado apontada.

5. Considerando os fatos narrados e com vistas a contextualizar as contribuições desta Secretaria, em seguida serão explorados com mais detalhes quatro aspectos da política de regulação tarifária proposta pela Aneel para o terceiro ciclo de revisão.

### **2.1.1 – Metodologia de Cálculo do Fator X – Nota Técnica nº 267/2010**

6. Nos dois ciclos anteriores de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a metodologia empregada pela Aneel para determinação do Fator X foi a do Fluxo de Caixa Descontado – FCD, por meio do qual são projetados os fluxos de receitas e despesas até a revisão tarifária seguinte. O fator X corresponde então ao percentual de ajuste da tarifa de distribuição que iguala a evolução projetada da receita aos custos, considerando os ganhos potenciais de produtividade previstos para o ciclo.

7. Contudo, a utilização do modelo FCD implica em fazer projeções que não contam com métodos consensuais para tais cálculos, situação que pode ensejar questionamentos por parte das concessionárias de distribuição e dos consumidores. Dado o número elevado de empresas reguladas e de variáveis a serem projetadas, a agência precisa deter conhecimento de especificidades referentes a todas as áreas de concessão do país, fato que potencializa o problema da assimetria de informações existente entre a agência e as concessionárias.

8. Para solucionar tal problema, a agência propõe para o 3º ciclo a substituição do modelo FCD pelo de Produtividade Total dos Fatores – PTF, em que o fator X é obtido a partir de abordagem histórica, considerando os ganhos de produtividade estimados para as distribuidoras de energia no período 2003/2008. Dessa forma, não haveria mais necessidade de projetar os fluxos de receitas e de despesas.

9. A Aneel propõe que o fator X a ser aplicado a cada reajuste tarifário seja função de três variáveis, quais sejam: (i) crescimento do mercado da empresa observado no ano anterior; (ii) evolução dos indicadores de qualidade da empresa no ano anterior; e (iii) trajetória de convergência, que está associada à diferença entre os valores dos custos operacionais de cada empresa atualizados a partir do segundo ciclo (empresa de referência) e aqueles calculados de acordo com as novas regras proposta (estudo de eficiência).

10. Nota-se, assim, que a Aneel identificou um aspecto na regulação tarifária que apresenta incerteza e risco de questionamentos, de forma que o seu objetivo com a proposta em questão é justamente mitigar tais efeitos indesejáveis.

### **2.1.2 – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais – Nota Técnica nº 265/2010**

11. Nos dois primeiros ciclos de revisão das distribuidoras, foi utilizada a metodologia da empresa de referência, por meio da qual o custo médio de cada atividade ou processo parametrizado da distribuidora era representado matematicamente. A Aneel entende que o modelo é complexo pelo grande universo de atividades operacionais e elevado número de parâmetros.

12. Para o terceiro ciclo, a Aneel pretende aplicar metodologia alternativa que utiliza ferramentas de Benchmarking – comparações entre empresas - e parcela dos custos reais das empresas para, a partir da modelagem de insumos e produtos, estimar seu nível de eficiência. Dessa forma, milhares de parâmetros são substituídos por poucos produtos, como número de unidades consumidoras, tamanho da rede de distribuição e mercado atendido, além de algumas

variáveis ambientais que caracterizam as áreas de concessão, tais como nível salarial, densidade de carga e nível de chuvas, dentre outros.

13. Portanto, a Aneel pretende substituir os cálculos da empresa de referência pela análise comparativa da eficiência das distribuidoras. No entanto, face a preocupações com a estabilidade regulatória, a agência considerará o valor atualizado dos custos operacionais do 2º ciclo de cada distribuidora pela medida de produtividade do setor de distribuição (Etapa 1). Os custos obtidos pela técnica de análise de eficiência comparativa definirão um intervalo de valores eficientes, os quais serão confrontados com o valor atualizado a partir do segundo ciclo (Etapa 2). Se esse valor estiver dentro do intervalo, não haverá variação a ser considerada no fator X. Caso contrário, a diferença entre o valor atualizado do 2º ciclo e o limite mais próximo será considerado no cálculo do fator X.

14. Para a medida de produtividade citada acima, deve-se determinar como variou o custo operacional (insumo) tendo em vista a variação do número de consumidores e da extensão das redes de distribuição de energia (produto) no período do 2º ciclo. Da mesma forma que no fator X, esse ganho de produtividade pode ser atribuído a três fatores, quais sejam: ganhos de eficiência, evolução técnica (fronteira da eficiência) e ganhos de escala.

15. Os estudos da Aneel utilizaram as mesmas metodologias empregadas na estimativa do fator X para os últimos anos e chegaram a resultados similares, ou seja, a variação da componente *evolução técnica* mostrou-se superior a da componente *ganho de eficiência* no período analisado, o que indica que as empresas que já eram eficientes no início do período, obtiveram, em média, ganhos de produtividade superiores à média do setor. Dessa forma, é utilizada também a evolução técnica como parâmetro de produtividade. O valor de produtividade aplicado a cada distribuidora deve ainda ser corrigido tendo em conta o ganho de escala. Segundo os estudos da Aneel, para um crescimento de 1% no produto há um aumento de aproximadamente 1% na produtividade dos custos operacionais.

16. A análise da eficiência comparativa das empresas envolve dois estágios, assim resumidos:

1º Estágio – avalia-se o nível de custos operacionais, dada uma quantidade específica de consumidores, redes e mercado atendido, a fim de determinar uma primeira nota de eficiência; e

2º Estágio – a fim de corrigir a nota de eficiência definida no 1º estágio, são introduzidas as variáveis ambientais anteriormente mencionadas, que não são gerenciáveis pela distribuidora, mas afetam seus custos.

17. Por fim, avalia-se a qualidade do serviço e as perdas não técnicas, por meio das quais a eficiência final da distribuidora é definida, conforme tabela seguinte:

**Variação dos custos operacionais eficientes com perdas e qualidade**

<b>Grupo</b>	<b>Qualidade Serviço</b>	<b>Perdas Não Técnicas</b>
A	+5,0%	+5,0%
B	+2,5%	+2,5%
C	-2,5%	-2,5%
D	-5,0%	-5,0%

18. Na tabela acima, o grupo A representa as empresas com os melhores indicadores de qualidade e perdas não técnicas. Esses valores serão revisitados anualmente pela Aneel quando do processo de reajuste tarifário. A qualidade do serviço está associada a indicadores de quantidade de interrupções de fornecimento e sua duração. As perdas não técnicas representam a energia entregue ao consumidor final e não faturada devido a furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.

19. Verifica-se, do exposto, que a Aneel concluiu que a metodologia aplicada até então para a determinação dos custos eficientes produzia custos regulatórios e de transação que poderiam ser minimizados. Ademais, a agência identificou margem para aperfeiçoar a metodologia de cálculo da tarifa a ser cobrada do consumidor final e a qualidade do serviço. Por isso, a proposta de uma nova abordagem metodológica.

### **2.1.3 – Metodologia e Critérios Para Apuração de Outras Receitas – Nota Técnica nº 266/2010**

20. Os itens a serem considerados como “Outras Receitas” são divididos em “atividades complementares” e “atividades atípicas”. As atividades complementares são aquelas cujas despesas associadas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada (ex. receitas obtidas com sistemas de comunicação, encargos de conexão e reserva de capacidade, entre outras). As atividades atípicas são atividades desenvolvidas pela própria concessionária e que são estranhas à natureza da concessão, às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados (ex. consultoria, O&M, cessão de espaço para publicidade, entre outras).

21. Pela proposta em audiência, a sistemática de apuração das “Outras Receitas” dar-se-á com uma avaliação *ex-ante*, devendo ser estabelecido previamente, no momento da revisão tarifária, um valor presumido para as receitas adicionais a serem consideradas anualmente no próximo ciclo tarifário, avaliando, dentre outros itens, o histórico de arrecadação no último ciclo e a sua projeção para o próximo ciclo de revisão.

22. De acordo com a nota técnica sobre o tema, a definição do valor presumido para as “Outras Receitas” (receita presumida) deve levar em conta a análise dos contratos existentes da empresa, bem como projeção para o ciclo tarifário seguinte. No entanto, caso o concessionário tenha melhor gestão e consiga alcançar níveis de receita maiores que o considerado pelo regulador, poderá se beneficiar com esses ganhos adicionais ao longo do período tarifário.

23. A receita presumida (RP) será composta pelos custos de prestação do serviço que já estiverem sendo cobertos pela receita do serviço público regulado e pela parcela de ganhos, compartilhada entre o consumidor e a concessionária.

24. Para efeito de modicidade tarifária, uma parcela das “Outras Receitas” obtidas pela concessionária (Receitas de Outras Atividades – ROA) será deduzida do valor de custos operacionais calculados no momento da revisão. Portanto, a ROA corresponderá à soma das receitas presumidas de cada serviço, que devem levar em conta uma análise do faturamento de

cada empresa. No que tange às Atividades Complementares com Preço Regulado, para fins de revisão tarifária das distribuidoras, toda a receita auferida (líquida) com atividades complementares baseadas em preços regulados será destinada à modicidade tarifária, considerando que as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço de distribuição de energia elétrica. Ademais, não existe, para essas atividades, qualquer incentivo de majoração de receitas, pois se tratam de: (i) cobrança pelo uso ineficiente do sistema de distribuição, nos casos de ultrapassagem de demanda ou excedentes de reativos; ou (ii) ressarcimento dos custos incorridos para o atendimento temporário quando da interrupção da geração de energia elétrica das usinas de autoprodutor ou produtor independente (reserva de capacidade). Nesses casos, para cada uma das atividades identificadas, o valor a ser considerado na revisão corresponderá à média anual dos valores, atualizados pelo IGP-M à data da revisão, arrecadados no último ciclo tarifário.

25. Na categoria Atividades Complementares com Preço Regulado, temos: (i) Ultrapassagem de Demanda - parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW). Nesse caso, a tarifa de ultrapassagem é a tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos; (ii) Excedente de Reativo – parcela da energia reativa que ultrapassa o limite estabelecido com base no fator de potência; e (iii) Reserva de Capacidade - montante de uso, em MW, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição para suprimento de uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor ou de produtor independente de energia quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina.

26. Dessa forma, constata-se que a Aneel também identificou uma lacuna regulatória que poderia permitir a cobrança de uma tarifa de distribuição maior do que a necessária para remuneração adequada do monopolista. Tendo em vista este fato, e considerando o objetivo da regulação tarifária aplicável aos monopólios naturais, a agência tem como proposta direcionar à tarifa paga pelo consumidor parte dos ganhos obtidos pela prestadora do serviço em atividades relacionadas à distribuição de energia.

#### **2.1.4 – Metodologia de Cálculo da Geração Própria – Nota Técnica nº 264/2010**

27. A metodologia aplicada ao 2º ciclo de revisão tarifária estabeleceu que os custos da geração própria fossem considerados como um item de custo da **Parcela B** da receita da concessionária, sendo o seu valor atualizado anualmente nos reajustes tarifários subsequentes pela variação acumulada do IGP-M subtraída do Fator X.

28. Entretanto, conforme a Nota Técnica nº 264/2010-SRE-SRG/ANEEL, de 25/08/2010, a agência constatou posteriormente que a metodologia adotada pode gerar distorções nos custos de energia repassáveis às tarifas pagas pelos consumidores e incentivos econômicos inadequados ao agente de distribuição, caso o montante de geração própria considerado nos reajustes tarifários não seja igual ao montante considerado na revisão tarifária.

29. Destaca-se o caso em que, nos reajustes tarifários, a quantidade de geração própria seja inferior ao considerado na revisão tarifária, sendo necessário reconhecer um requisito maior de energia comprada para atendimento de 100% do mercado da concessionária. Com isso, haveria um aumento da Parcela A sem que houvesse uma correspondente redução da Parcela B, que nos processo de reajuste está “blindada”.

30. Como proposta de aperfeiçoamento, a Aneel propõe para o 3º ciclo de revisão tarifária que o custo da geração própria deva ser considerado na despesa de energia comprada que compõe a **Parcela A** da receita da concessionária. Com isso, a agência argumenta que “a Parcela B passará a ser composta apenas por custos relacionados diretamente com a atividade ‘fim’ da concessionária, que é a distribuição de energia elétrica, e a Tarifa de Energia paga pelo consumidor final passa a refletir de forma mais apropriada a despesa de energia da distribuidora”.

31. No que tange aos custos de operação e manutenção da atividade de geração própria, a Aneel propõe que eles sejam apurados considerando as especificidades de cada fonte geradora. Além disso, a agência prevê limite de repasse dos custos da geração própria para as tarifas, considerando princípios legais e contratuais de estímulo à eficiência e modicidade tarifária.

32. Diante dos fatos narrados, pode-se afirmar que a Aneel averiguou a existência de uma incoerência na regulação, que traz reflexos negativos na tarifa paga pelo consumidor, razão pela qual sugere uma nova regra para o repasse dos custos da geração própria.

## **2.2 – Opções à Metodologia de Cálculo do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Distribuidoras**

33. Ressalta-se de início que, considerando os problemas identificados pela Aneel, a abertura de audiência pública e conseqüente promulgação de resolução da agência são imperativas, uma vez que não há meio menos gravoso de solucionar os inconvenientes apontados no marco regulatório vigente. Ademais, no âmbito de suas competências, cumpre mencionar que esta Secretaria não vislumbra alternativa técnica à proposta em análise, além daquelas em vigor.

## **2.3 – Dos Possíveis Impactos ao Bem-Estar Econômico**

34. A análise relativa ao bem-estar econômico envolverá, inicialmente, a avaliação dos eventuais impactos da proposição sobre a concorrência. Posteriormente, outras conseqüências sobre a eficiência econômica serão investigadas.

### **2.3.1 – Impactos à Concorrência**

35. Os impactos à concorrência serão avaliados por metodologia desenvolvida pela Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE<sup>1</sup>. A metodologia consiste

---

<sup>1</sup> Referência: OCDE (2007). Guia de Avaliação da Concorrência. Versão 1.0. Disponível em: <http://www.oecd.org/dataoecd/15/43/39680119.pdf>. Acessado em 21.07.2010.

de um conjunto de questões a serem verificadas na análise do impacto de políticas públicas sobre a concorrência. O impacto competitivo poderia ocorrer por meio de: i) limitação no número ou variedade de fornecedores; ii) limitação na concorrência entre empresas; e iii) diminuição do incentivo à competição. As referidas questões e seus respectivos efeitos são descritos abaixo:

**1º Efeito** - limitação no número ou variedade de fornecedores, provável no caso de a política proposta:

- i) conceder direitos exclusivos a um único fornecedor de bens ou de serviços;
- ii) estabelecer regimes de licenças, permissões ou autorizações como requisitos de funcionamento;
- iii) limitar a alguns tipos de fornecedores a capacidade para a prestação de bens ou serviços;
- iv) aumentar significativamente os custos de entrada ou saída no mercado;
- v) criar uma barreira geográfica à aptidão das empresas para fornecerem bens ou serviços, mão-de-obra ou realizarem investimentos.

**2º Efeito** - limitação da concorrência entre empresas, provável no caso de a política proposta:

- i) controlar ou influenciar substancialmente os preços de bens ou serviços;
- ii) limitar a liberdade dos fornecedores de publicarem ou comercializarem os seus bens ou serviços;
- iii) fixar normas de qualidade do produto que beneficiem apenas alguns fornecedores ou que excedam o que consumidores bem informados escolheriam;
- iv) aumentar significativamente o custo de produção de apenas alguns fornecedores (especialmente no caso de haver diferenciação no tratamento conferido a operadores históricos e a concorrentes novos).

**3º Efeito** - diminuir o incentivo para as empresas competirem, provável no caso de a política proposta:

- i) estabelecer um regime de autorregulamentação ou de corregulamentação;
- ii) exigir ou estimular a publicação de dados sobre níveis de produção, preços, vendas ou custos das empresas;
- iii) isentar um determinado setor industrial ou grupo de fornecedores da aplicação da legislação geral da concorrência;
- iv) reduzir a mobilidade dos clientes entre diferentes fornecedores de bens ou serviços por meio do aumento dos custos explícitos ou implícitos da mudança de fornecedores.

36. Apontados os elementos que podem, potencialmente, reduzir a concorrência, conclui-se que a matéria analisada não implica constrangimentos concorrenciais, haja vista que o setor de distribuição de energia elétrica constitui monopólio natural, sujeito à regulação do Estado e com a atuação econômica das empresas restritas a áreas de concessão previamente definidas pelo poder concedente. Em acréscimo, as novas regras objeto da presente análise são aplicadas ao setor de distribuição de energia elétrica como um todo, sem distinção entre as empresas, conforme se depreende das notas técnicas da Aneel em apreço.

37. Contudo, vale ressaltar que os dispositivos ora propostos buscam aprimorar o modelo regulatório existente, no sentido de estabelecer incentivos de aumento de produtividade e de melhora da qualidade do serviço por parte das empresas, emulando um ambiente de concorrência não obstante a situação de monopólio natural que caracteriza o setor.

### 2.3.2 – Dos Impactos ao Bem-Estar Econômico

#### 2.3.2.1 - Metodologia de Cálculo do Fator X – Nota Técnica nº 267/2010

38. A metodologia proposta pela Aneel para a definição do fator X representa um esforço louvável para evitar os problemas gerados pelo uso do FCD na estimação dos ganhos de produtividade, em especial aqueles decorrentes da projeção das variáveis de despesa e produto.

39. No entanto, a Seae entende que alguns aspectos da metodologia empregada pela Aneel não ficaram completamente esclarecidos na Nota Técnica, os quais discutimos adiante.

40. A produtividade pode ser definida como a razão produto/insumo. Os ganhos de produtividade associados à distribuição de energia foram calculados com base no conjunto das empresas de distribuição. Para os insumos, foram considerados os itens da parcela B (custo operacional, investimentos e depreciação). Já para o produto, utilizou-se a energia faturada. O ganho médio de produtividade do setor foi estimado em 1,91%, pelo método de Tornqvist, e 2,32%, pelo método de Malmquist. Para a estimação dos ganhos potenciais de produtividade para o setor, foi realizada a decomposição dos indicadores em ganhos de eficiência, evolução técnica e ganhos de escala. A Aneel optou por considerar a evolução técnica como parâmetro para os ganhos potenciais de produtividade, que é a evolução da fronteira da eficiência, ou seja, a evolução dos ganhos de produtividade das empresas eficientes. Essa escolha é coerente porque os ganhos de produtividade potenciais têm que estar baseados em parâmetros que reflitam de modo mais próximo possível as condições de um mercado em concorrência.

41. Em seguida, a agência identificou a existência de relação direta entre ganho de produtividade e crescimento do mercado. Assim, para a definição do componente do fator X associado à distribuição de energia foi elaborada uma tabela única para todas as empresas, que atribui valores de fator X a níveis de crescimento do mercado da distribuidora, a ser aplicada nos reajustes tarifários.

42. Infere-se, portanto, que a Aneel considera que o único parâmetro que diferencia as empresas no que tange aos seus potenciais ganhos de produtividade associados à distribuição é o crescimento do mercado de cada uma. No entanto, **devem estar explícitos os motivos pelos quais as variáveis ambientais** - como definidas na Nota Técnica nº 265/2010, que trata da Metodologia de Cálculo de Custos Operacionais, **não são contempladas de forma individualizada no cálculo da produtividade associada a uma determinada distribuidora, uma vez que podem exercer influência sobre o ganho potencial de produtividade.** Ressalte-se que a Aneel considerou, apropriadamente, tais variáveis, no cálculo dos custos operacionais eficientes.

43. Vale destacar que, na nota técnica em questão, a Aneel indica que o modelo PTF permite a introdução de mecanismos de comparação entre empresas, mesmo com a definição de um fator X para um grupo de empresas.

44. Outro ponto a ser considerado é que, na decomposição do índice de produtividade global, foi estimado que houve elevados ganhos tecnológicos, ganho de eficiência negativo e ganho de escala nulo. A Aneel argumenta em sua Nota Técnica que a elevada evolução da fronteira está associada à melhoria da eficiência das empresas mais eficientes, que superou o ganho de eficiência global das empresas. Esses resultados são contra-intuitivos, o que é reconhecido pela própria agência, porque as empresas menos eficientes, em tese, têm espaço maior de ganhos de produtividade. Admitindo que isto tenha ocorrido, **seria importante esclarecer a associação entre um ganho de escala nulo em contrapartida a um crescimento de mercado de 5% no mesmo período.**

### **2.3.2.2 – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais – Nota Técnica nº 265/2010**

45. A eliminação dos cálculos envolvendo a empresa de referência é um grande avanço, em especial devido à complexidade do modelo e ao potencial conflito decorrente da necessidade de interferência da agência reguladora na determinação de gestão eficiente das empresas. No entanto, a fim de dar a almejada estabilidade regulatória, preocupação louvável da Aneel, a Seae entende que alguns pontos necessitam de esclarecimentos adicionais, conforme exposto a seguir.

46. Inicialmente, cumpre mencionar que as observações feitas anteriormente na análise do fator X no que se refere à decomposição do fator de produtividade e à relação entre ganho de escala e crescimento de mercado também se aplicam na definição dos ganhos de produtividade que atualizam os custos operacionais do segundo ciclo de revisão tarifária.

47. No que concerne à tabela que define a variação dos custos operacionais eficientes com perdas e qualidade (anteriormente comentada), sugere-se que a Aneel explicita a metodologia que levou aos valores fixados.

48. Outro ponto que merece destaque acerca desta tabela é que os custos operacionais variam em intervalos discretos em função dos níveis de qualidade e perdas não técnicas. Dessa forma, pequenas reduções ou aumentos nesses níveis podem significar grandes saltos nos custos operacionais reconhecidos por cada distribuidora, em especial entre os grupos B e C. Para lidar com este problema, **a Seae sugere a adoção de uma função contínua que relacione o grupo em que está enquadrada a distribuidora a um intervalo de valores dos indicadores de perdas não técnicas e qualidade.** Espera-se que esta função não seja linear, pois vislumbra-se que o grau de dificuldade para o aumento da qualidade ou da redução das perdas não técnicas varia de acordo com o valor absoluto dos indicadores de qualidade e de perdas de uma determinada distribuidora. Ressalta-se que a adoção da função contínua, apesar de poder reduzir ou aumentar os incentivos das distribuidoras para a melhoria de seus indicadores em relação ao que está sendo proposto, confere um tratamento mais equânime à metodologia a ser adotada.

### 2.3.2.3 – Metodologia e Critérios Para Apuração de Outras Receitas – Nota Técnica nº 266/2010

49. Deve ser bem recebida a iniciativa da Aneel de aprimorar a regulação das atividades correlatas ou não correlatas à atividade de distribuição. Cabem, contudo, algumas observações no que diz respeito a certas atividades complementares com preço regulado, como é o caso da cobrança pelo uso ineficiente do sistema de distribuição nas situações de ultrapassagem de demanda ou excedentes de reativos.

50. A Aneel pretende repassar aos consumidores as receitas oriundas dessas penalidades com o argumento de que não há contraprestação de serviço associada pela distribuidora. No entanto, aparentemente, quando os consumidores ultrapassam os limites estabelecidos de demanda ou reativos, o sistema das distribuidoras sofre solicitações adicionais, para as quais é necessário o dispêndio de recursos para a sua gestão.

51. A ultrapassagem de demanda pode dar causa a vários problemas no sistema das distribuidoras, dentre os quais podem ser citados: (i) ultrapassagem nos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão - MUST; (ii) queda na qualidade do fornecimento de energia elétrica; e (iii) possibilidade de danos ou queima de equipamentos em decorrência de eventuais alterações dos níveis de tensão, cujos ressarcimentos são de responsabilidade das concessionárias. Da mesma forma, a ultrapassagem do limite de reativos pode ocasionar, dentre outros problemas: (i) dificuldade de controle de tensão da rede; e (ii) queda na qualidade do fornecimento de energia elétrica.

52. Via de regra, as distribuidoras realizam investimentos ou aumentam seus custos operacionais para gerenciar esses problemas, grande parte dos quais são considerados nas revisões tarifárias. No entanto, o dispêndio desses recursos impactará seus níveis de eficiência. Ademais, nem todos os recursos utilizados pelas distribuidoras para dar conta do uso ineficiente do sistema pelos consumidores são passíveis de compor a parcela B.

53. Face ao exposto, **sugere-se que a Aneel mantenha com as distribuidoras parte da receita com essas penalidades**. Uma alternativa a ser estudada na definição desta parcela é a mensuração dos custos que as concessionárias incorrem para fazer a gestão da ultrapassagem dos limites de demanda e reativos.

### 2.3.2.4 – Metodologia de Cálculo da Geração Própria – Nota Técnica nº 264/2010

54. Esta Secretaria compreende os benefícios decorrentes de alteração do item de custos da geração própria para a Parcela A da receita da concessionária, em especial à possibilidade de que compras de energia efetuadas para cobrir energia própria não gerada estejam, pela metodologia de cálculo atual, penalizando indevidamente o consumidor. Entretanto, não obstante a incoerência apontada pela Aneel, a atividade de geração própria também apresenta características de atividade “gerenciável”.

55. É importante mencionar que as distribuidoras detêm a gestão sobre os custos decorrentes da atividade de geração. Sendo assim, seria desejável que houvesse mecanismo de repasse de ganhos associados à gestão dessa forma de contratação de energia às tarifas dos

consumidores, além de protegê-los quanto a eventuais abusos de posição dominante por parte de tais monopolistas.

56. Diante do exposto, **seria recomendável a criação de um dispositivo regulatório que preveja a transferência dos mencionados ganhos às tarifas, contribuindo para a modicidade tarifária do setor.** Assim, esses agentes, que gozam do direito da geração própria, além de se sujeitarem ao limite de repasse estabelecido para cada tipo de empreendimento, obedeceriam à lógica estabelecida na indução à eficiência proposta para a atividade de distribuição.

57. Uma alternativa a ser estudada, nesse possível instrumento regulatório, tendo como base a concepção do Fator X, seria a implantação de dispositivo associado ao limite de repasse dos custos da geração própria que considere as variáveis ambientais para cada tipo de empreendimento e transfira os ganhos de produtividade à tarifa do consumidor.

### 3 – Conclusão

58. Diante do exposto, e com vistas a contribuir com a louvável iniciativa da Aneel em aperfeiçoar as regras para o terceiro ciclo de revisão tarifária, esta Secretaria faz as seguintes sugestões, relacionadas por nota técnica da Aneel:

1) Nota Técnica nº 264/2010 - Metodologia de Cálculo da Geração Própria

- criação de dispositivo regulatório capaz de transferir os ganhos associados à gestão da contratação de energia via geração própria às tarifas dos consumidores;

2) Nota Técnica nº 265/2010 - Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais:

- explicitação da metodologia que levou aos valores fixados na tabela que define a variação dos custos operacionais eficientes com perdas e qualidade;
- esclarecimentos adicionais acerca dos estudos que indicaram ganhos tecnológicos maiores do que os ganhos de eficiência, o que significa que o conjunto das empresas ficou mais distante da fronteira;
- esclarecimentos sobre a associação entre um ganho de escala nulo em contrapartida a um crescimento de mercado de 5% no período avaliado;
- adoção de uma função contínua que relacione o grupo em que está enquadrada a distribuidora a um intervalo de valores dos indicadores de perdas não técnicas e de qualidade.

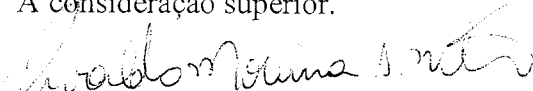
3) Nota Técnica nº 266/2010 - Metodologia e Critérios Para Apuração de Outras Receitas

- repasse às distribuidoras de parte da receita com a cobrança pelo uso ineficiente do sistema de distribuição, nos casos de ultrapassagem de demanda ou excedentes de reativos;

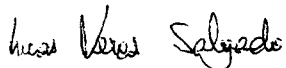
4) Nota Técnica nº 267/2010 - Metodologia de Cálculo do Fator X:

- explicitação dos motivos pelos quais as variáveis ambientais não são contempladas de forma individualizada no cálculo da produtividade associada a uma determinada distribuidora, uma vez que podem exercer influência sobre o ganho potencial de produtividade;
- esclarecimentos adicionais acerca dos estudos que indicaram elevados ganhos tecnológicos, ganho de eficiência negativo e ganho de escala nulo do setor de distribuição;
- esclarecimentos sobre a associação entre um ganho de escala nulo em contrapartida a um crescimento de mercado de 5% no período avaliado.

À consideração superior.


  
**RIVALDO MOREIRA DOS SANTOS**  
NETO  
Assistente

  
**CLÁUDIO EVANGELISTA DE**  
**CARVALHO**  
Assistente

  
**LUCAS VERAS SALGADO**  
Assessor

  
**JOSSIFRAM ALMEIDA SOARES**  
Coordenador-Geral de Energia, Substituto

De acordo.

  
**RUTELLY MARQUES DA SILVA**  
Secretário-Adjunto de Acompanhamento Econômico

  
**ANTONIO HENRIQUE PINHEIRO SILVEIRA**  
Secretário de Acompanhamento Econômico