



MINISTÉRIO DA FAZENDA
Secretaria de Acompanhamento Econômico

Parecer Analítico sobre Regras Regulatórias nº 4 COGEN/SEAE/MF

Brasília, 26 de julho de 2006.

Assunto: Análise das metodologias propostas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) divulgou recentemente as propostas metodológicas a serem adotadas no próximo ciclo de revisão tarifária que começará em abril de 2007. As propostas foram apresentadas na forma de Notas Técnicas, disponibilizadas no sítio da ANEEL, e serão objetos de discussão em Audiência Pública.

O objetivo desta nota técnica é apresentar a análise desta SEAE sobre tais propostas que afetam os principais itens regulatórios do setor de distribuição de energia elétrica.

Após esta introdução, esta nota técnica está organizada segundo os temas apresentados pela ANEEL, a saber, (ii) fator X; (iii) empresa de referência; (iv) base de remuneração; (v) perdas de energia; (vi) custo médio ponderado de capital (WACC); (vii) estrutura ótima de capital (EOC); (viii) alocação de “outras receitas”; (ix) Parcela A; (x) relação entre qualidade e investimentos; e (xi) aplicação de penalidades pelo descumprimento de metas de universalização.

Para cada tema esta nota técnica apresenta dois sub-itens. O primeiro traz de forma rápida a metodologia proposta pela ANEEL, ressaltando as alterações com relação

ao primeiro ciclo de revisão tarifária. O segundo apresenta a análise da SEAE, com os comentários e, em alguns casos, sugestões de aprimoramento baseados nos princípios regulatórios que devem nortear o tema em análise, buscando e adaptando as melhores práticas regulatórias internacionais ao caso brasileiro.

Por fim, esta nota técnica se encerra com as considerações finais, apresentando a visão geral desta SEAE sobre as propostas em tela para o próximo ciclo de revisão tarifária.

2. FATOR X

(a) Proposta da ANEEL

A Nota Técnica no. 168/2006-SRE/ANEEL mostra que o cálculo proposto para o Fator X no segundo ciclo de revisão tarifária é dado pela seguinte fórmula:

$$X = X_e \times (IGP-M - X_a) + X_a$$

Onde:

X_e : reflete os ganhos de produtividade esperados, em função da mudança na escala do negócio, dado o incremento do consumo de energia elétrica. O componente X_e iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital (WACC).

X_a : aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

IGP-M: número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

Das mudanças apresentadas pela ANEEL para cada um dos componentes, merece destaque:

- i) Atualização da fórmula do fluxo de caixa do componente X_e e retirada dos tributos da fórmula.
- ii) Alteração na metodologia de projeção da demanda: aprimoramento do método de previsão de mercado, com análise da expansão das redes elétricas com base no crescimento de mercado projetado para o período.
- iii) Projeção de investimentos: uso de novos instrumentos para promover avaliação com caráter técnico dos investimentos na expansão dos sistemas elétricos de distribuição.
- iv) Eliminação do componente X_c , que refletia a avaliação dos consumidores sobre a prestação do serviço de sua concessionária, com o objetivo de induzir a empresa a melhorar o relacionamento com seus consumidores.

- v) Componente Xa: deve representar a aplicação do IPCA sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais, enquanto que o IGP-M seja aplicado sobre a parcela materiais e serviços dos custos operacionais e sobre a totalidade da remuneração de capital e depreciação. A alteração da fórmula de cálculo do componente Xa pretende assegurar que somente os custos relativos à parcela mão-de-obra dos custos operacionais sejam atualizados pelo IPCA. A aplicação do componente Xa para o segundo ciclo tarifário deverá ser dada conforme a fórmula (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 11-12):

$$Xa = IGP-M - \{[CO/PB \times IACO]\} + [RC/PB \times IGP-M]$$

Onde:

IGP-M = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

CO = Custos operacionais da concessionária

RC = Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação

PB = Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e

IACO = Índice de Ajuste dos Custos Operacionais

Sendo:

$$IACO = (COme/CO) \times IGP-M + (COmo/CO) \times IPCA$$

Onde:

IGP-M = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

IPCA = Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

COme = Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

COmo = Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

(b) Análise da proposta

Os comentários aqui feitos sobre as alterações propostas para o fator X centram-se nos itens (iv) e (v) apresentados anteriormente, ou seja, a eliminação do fator Xc e as alterações no fator Xa, dado que as mudanças oferecidas aos itens (i), (ii) e (iii) são aprimoramentos de cálculos que visam dar maior robustez e precisão aos parâmetros necessários para o cálculo do fator X.

Sobre o fator Xc, dadas as fragilidades apontadas na nota técnica da ANEEL sobre a metodologia empregada para o cálculo de tal parâmetro, a retirada desse item é um avanço com relação ao adotado no primeiro ciclo de revisão tarifária. Critérios objetivos que se traduzam em penalidades às empresas e reflitam a qualidade do serviço tendem a ser mais transparentes e funcionariam como *proxy* para o item “avaliação dos consumidores” como indutor de ganhos de eficiência.

Portanto, a SEAE apóia a extinção do fator Xc e sugere que o aprimoramento das penalidades seja feito em tempo hábil para que tal item esteja presente no segundo ciclo de revisão tarifária, como prevê a Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 14: “...a ANEEL (...) apresentará para o próximo ciclo, um instrumento que possa mensurar de forma transparente e adequada a real percepção do consumidor em relação aos serviços prestados. Os resultados desse instrumento deverão ser convertidos em multas, que serão utilizadas para a modicidade tarifária. Portanto, propõe-se que o componente Xc seja retirado da composição do Fator X”. Vale ressaltar a importância de que tal item também seja objeto de consulta pública.

Sobre o fator Xa, cabem inicialmente algumas considerações a respeito do mecanismo de *preço-teto* e a escolha do IGP-M como indexador.

A regulação via *preço-teto* procura emular para um monopolista o sinal de preço que as empresas competitivas recebem do mercado. Uma regra de *preço-teto* especifica a taxa máxima pela qual as tarifas da(s) firma(s) regulada(s) podem aumentar como se houvesse mercado. É neste sentido que a teoria da regulação por incentivos sugere a utilização de um índice de preços geral do varejo nas regras de *preço-teto* porque este tipo de índice refletiria o aumento médio resultante da concorrência nos mais diversos mercados da economia. E é, também, justamente para tentar emular a pressão para reduzir custos e inovar que as empresas em mercados competitivos sentem na disputa com seus competidores, que a teoria propõe que seja deduzido do índice de reajuste um fator de desconto¹.

Ainda que formalmente uma regra de *preço-teto* tenha alguma semelhança com uma regra de indexação, ela não decorre de uma lógica macroeconômica de adaptação da economia a um ambiente de inflação e ou a uma lógica de reposição automática de custos. A lógica que justifica a utilização de regras de *preço-teto* é estritamente de incentivos para ganhos de eficiência microeconômicos em uma dada indústria e justamente por isto embute sempre, além de um índice de reajuste, um fator de desconto.

No Brasil a escolha do indexador ganha contornos ainda maiores, pois à época da privatização, a opção recaiu sobre o IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas, para o setor de energia elétrica.²

Grosso modo, três problemas podem ser identificados com o uso do IGP como índice para o reajuste anual das tarifas reguladas. O primeiro é que o IGP, tendo em vista a sua composição, funcionaria como *proxy* de **índices setoriais**. Logo, em que pese a

¹ Baseado em Saintive, M.B. e Chacur, R.S. “A regulação Tarifária e o Comportamento dos Preços Administrados”. Documento de Trabalho no. 33. SEAE/MF. Maio de 2006.

² Para telecomunicações, optou-se pela versão Disponibilidade Interna (IGP-DI). A partir de 2006, a ANATEL passará a adotar o IST (Índice Setorial de Telecomunicações).

redução do risco das empresas, o emprego do IGP reduz o incentivo à diminuição dos custos operacionais.³

O segundo problema está ligado ao fato de que as **variações** dos IGP's quando comparadas com as variações dos outros índices de preços, tendem a ser maiores. Têm-se dois efeitos em decorrência disso. Por um lado, cria-se um alto risco de desvios em relação ao comportamento médio dos demais preços da economia e da renda dos consumidores e, por outro lado, como não há garantia *a priori* de que o IGP seja efetivamente uma *proxy* adequada de custos setoriais específicos, também se cria o risco de desvios em relação à estrutura de custos das empresas reguladas. Parece ser mais razoável, portanto, preservar a lógica original de incentivos à eficiência das regras de *preço-teto* utilizando um índice geral de preços no varejo, deixando para as revisões tarifárias a tarefa de correção de distorções decorrentes de mudanças mais significativas de custos⁴.

O terceiro e maior problema diz respeito à sua **volatilidade** com relação aos demais índices, notadamente em um regime de câmbio flutuante.⁵

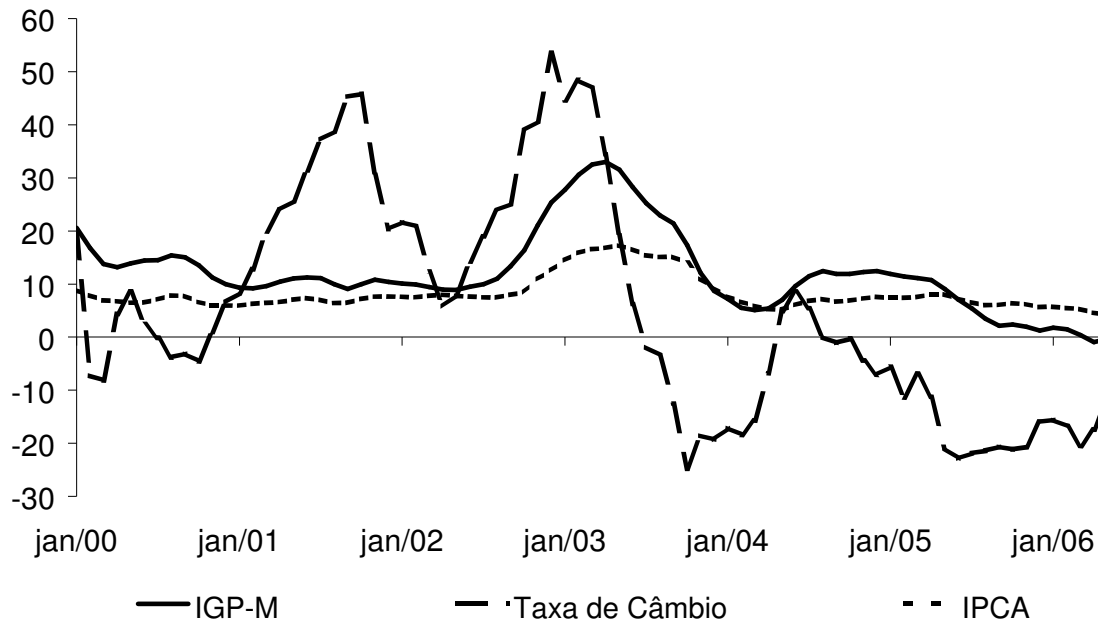
O gráfico 1 compara a variação acumulada (escala móvel de 12 meses) entre o IGP-M, a taxa de câmbio e o IPCA. Percebe-se um comportamento mais suave da série do IPCA vis-à-vis as duas primeiras. Dado o alto peso no IGP-M de preços no atacado (medidos pelo IPA), que refletem mais diretamente as variações de preços de bens comercializáveis com preços atrelados a mercados globais, percebe-se a maior proximidade desse índice a flutuações do câmbio. Portanto a apreciação cambial denotada no gráfico, se por um lado indica menores reajustes num futuro próximo, por outro também indica a forte correlação positiva entre a taxa de câmbio e o IGP-M e o seu alto custo na forma de maior volatilidade.

³ Os IGP's são compostos por uma média ponderada de três outros índices, a saber: Índice de Preços no Atacado (IPA), com 60%, Índice de Preços ao Consumidor (IPC), com 30%, e o Índice Nacional de Custos da Construção Civil (INCC), com 10%.

⁴ Para mais detalhes sobre regulação por incentivos, ver Saintive, M.B. e Chacur, R.S. "A regulação Tarifária e o Comportamento dos Preços Administrados". Documento de Trabalho no. 33. SEAE/MF. Maio de 2006.

⁵ É digno de nota que não estamos analisando se uma maior ou menor volatilidade da taxa de câmbio aumenta ou diminui o repasse cambial para inflação. Trata-se apenas de supor que setores de infra-estrutura requerem maior previsibilidade para a realização de investimentos e que, por serem baseados em contratos de longo prazo, necessitam de um índice que reflita melhor o comportamento da inflação, ainda mais num regime de metas de inflação.

Gráfico 1 – Variação acumulada em 12 meses (%) – jan/2000 a maio/2006



Fonte: FGV, Banco Central e IBGE Elaboração:MF/SEAE

Todas as dificuldades acima apontadas revelam que, assim como na experiência britânica, o indexador escolhido para o ambiente regulatório brasileiro deveria ser um índice geral de preços no varejo como o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Uma vantagem adicional do uso do IPCA como o índice para reajuste dos contratos de concessão de serviços públicos, poucas vezes mencionada, é que ele tem como base para sua estrutura de pesos a Pesquisa de Orçamento Familiar (POF). Desse modo, os IPC's refletem os dispêndios dos consumidores realizados seja com os produtos e serviços cujos preços são administrados, seja com aqueles em que os preços são livres.

Pelos motivos expostos acima, sugere-se que a ANEEL aproveite o momento de discussão metodológica para o segundo ciclo tarifário e adote, por meio de renegociação contratual, o IPCA nos reajustes anuais de energia elétrica no lugar do IGP-M.

Cabe destacar que tal alteração de contratos a ser negociada com as concessionárias deve valer apenas para frente, ou seja, não se deve discutir revisões passadas feitas com base no IGP-M. Uma vez implementada a troca de índice, deve-se manter o IPCA nos próximos ciclos de revisão, conferindo estabilidade ao marco regulatório.

A adoção do IPCA torna o fator Xa inoperante, devendo este ser retirado do fator X. O componente Xa tem por objetivo preservar a condição de equilíbrio econômico-financeiro (EEF) do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário pois o uso do IGP-M como índice de componente salarial da Parcela B provocaria uma

correção sistematicamente acima da variação efetiva dos salários, afetando o EEF. Porém, cabe ressaltar que a adoção do Xa para que o item “mão-de-obra” seja sempre reajustado pelo IPCA acaba por gerar um resultado negativo de incentivar a adoção de uma regra de indexação salarial para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Se o mecanismo de *preço-teto* tiver como objetivo acompanhar a evolução dos custos específicos dos insumos da indústria haverá redução ao incentivo pela busca da eficiência pois a empresa terá a garantia de reposição de custos independentemente de sua produtividade e esforço para redução de custos operacionais. No caso do setor de distribuição de energia elétrica essa distorção do *preço-teto* torna-se ainda mais presente, pois os itens de custo cuja variação de curto-prazo espera-se ser mais expressiva são os custos não-gerenciáveis, contabilizados na Parcela A⁶, para os quais se garante repasse direto às tarifas. Além disso, é nas revisões tarifárias (periódicas e extraordinárias) que devem ser feitas as correções de distorções decorrentes de mudanças mais significativas de custos. Ou seja, uma vez bem definido o papel de cada item regulatório (WACC com FCD, Empresa de Referência⁷,...) resta claro que o mecanismo de *preço-teto* tem por papel fundamental o incentivo à eficiência e não o repasse de custos às tarifas.

Portanto, acredita-se que a troca do IGP-M pelo IPCA atende (i) à busca da eficiência econômica, reduzindo-se as distorções atualmente presentes no *preço-teto* desenhado para o setor de distribuição de energia elétrica; (ii) à modicidade tarifária, (iii) à continuidade e expansão da prestação do serviço com a manutenção do equilíbrio econômico financeiro de longo prazo.

Dessa forma o fator X passa a ter um papel mais bem definido. Caso os ganhos de eficiência obtidos no período de revisão anterior não tenham sido integralmente repassados por meio da reposição tarifária, caberá ao fator X fazer isso anualmente, ao longo da próxima revisão. Caso o reposicionamento tarifário tenha repassado a totalidade dos ganhos de eficiência, cabe ao fator X impor um nível de esforço mínimo a ser alcançado no próximo período (*yardstick competition*). Esse papel é desempenhado pelo fator Xe, que considera como ganhos de eficiência a serem repassados as economias de escala esperadas para os próximos períodos, por meio de projeções de demanda (ganhos decorrentes do aumento da densidade da rede). Acredita-se que esse seja o ganho mais significativo no setor de distribuição de energia elétrica. Porém, pode-se pensar ainda na possibilidade de outros ganhos de eficiência, e a conseqüente redução de custos, por outras formas o que tornaria o Xe uma meta sub-avaliada. Ou seja, o Xe pode não refletir a totalidade dos ganhos de eficiência que a concessionária teria condições de obter durante o período, dando as condições e incentivos corretos às concessionárias para a busca de maior rentabilidade pela redução de custos e ganho de eficiência pois tais ganhos seriam por ela apropriados. Isso pode ser possível tanto pela obtenção de custos inferiores aos da Empresa de Referência quanto pela conquista de retornos de escala e densidade superiores aos projetados pelo regulador.

Além da adequação da estrutura de incentivos proposta pelo mecanismo *preço-teto*, a mudança aqui sugerida visa dar maior coerência à metodologia de reajuste do setor

⁶ A Parcela A é objeto de estudo do item 9 desta nota técnica.

⁷ A Empresa de Referência é analisada no item 3 desta nota técnica.

elétrico posto que o IPCA é adotado nos contratos de leilão do novo modelo de energia elétrica e é o índice de uso cada vez mais amplo na economia como um todo.

3. EMPRESA DE REFERÊNCIA

(a) Proposta da ANEEL

O conceito de Empresa de Referência está associado, segundo a ANEEL, a três aspectos fundamentais (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.08): (i) eficiência de gestão; (ii) consistência entre o tratamento regulatório dado para os custos operacionais e para a avaliação e remuneração dos ativos (determinação da base de remuneração regulatória e do custo de capital); e (iii) condições específicas da cada área de concessão.

A técnica utilizada no primeiro ciclo de revisões tarifárias observou as seguintes etapas (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.09):

- i. Identificação de todos os processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, com descrição das principais atividades que compõem cada um deles;
- ii. Estabelecimento do custo eficiente associado a cada um dos processos e atividades, com base em preços de mercado;
- iii. Projeção de uma estrutura de pessoal e recursos para execução de processos e atividades centralizados, supervisão, gerenciamento e direção da empresa.

A partir da análise da metodologia de Empresa de Referência utilizada no primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas (2003-2006), a ANEEL recomenda a manutenção de sua metodologia, com a realização de alguns aperfeiçoamentos para a determinação de custos operacionais (Nota Técnica no.166/2006-SRE/ANEEL, fls.26). São propostas alterações nos seguintes itens (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.25 e 26):

i. Custo com pessoal: atualização da pesquisa de salários utilizada no cálculo do Custo com Pessoal, com aumento do número de sub-regiões e com amostragem de diversos portes de empresas que sejam consideradas concorrentes da mão-de-obra do setor elétrico;

ii. Dados de ativos: utilização de dados de ativo da Base de Remuneração Regulatória validada e dados com base no banco de dados digitais de rede (GIS), o que tornaria possível a compatibilidade plena entre os custos operacionais e o investimento prudente e eficiente determinado pelo Regulador;

iii. Dados de clientes: utilização de banco de dados digitais (GIS) para obter maior precisão quanto à localização geográfica dos clientes;

iv. Estrutura central: levantamento do formato e do dimensionamento das estruturas centrais, baseado em amostra das concessionárias no Brasil. Com base nesse levantamento, serão realizados ajustes adicionais na estrutura, que irão depender das características de cada concessão;

v. Revisão de cálculos de processos comerciais: quanto aos escritórios comerciais típicos, será utilizado um número maior de faixas e serão obedecidos os regulamentos, tais como a Resolução ANEEL 456/2000 e a norma NR-10;

vi. Revisão de cálculos de processos de O&M (operação e manutenção): atualização dos parâmetros e das tarefas consideradas. O tempo de deslocamento das equipes técnicas será modificado em função da previsibilidade de cada grupo de tarefas;

vii. Conselhos de Consumidores: serão incluídos custos relativos aos conselhos de consumidores somente após regulamentação e estabelecimento de padrões pela ANEEL;

viii. Indicadores de Atualização de Custos: os custos calculados a partir de parâmetros físicos e de clientes serão atualizados monetariamente, considerando o ano teste de cada concessionária. Será utilizado o IPCA para custos de pessoal e o IGP-M para materiais e serviços.

A ANEEL sugere também a criação de um grupo de estudo para analisar a elaboração de um sistema padronizado com informações econômicas e técnicas (com georeferenciamento) de distribuidoras de energia elétrica, bem como a colocação em audiência pública da metodologia da empresa de referência para que os agentes reproduzam os cálculos dos custos operacionais eficientes (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.26).

(b) Análise da proposta

A Empresa de Referência é uma forma específica de regulação por comparação (*benchmarking*) que tem como principal ponto positivo reduzir o problema de assimetria de informação, tornando o regulador menos dependente de informações de custo fornecidas pelas próprias distribuidoras. Contudo, como não há uma metodologia única e consagrada na literatura internacional para a construção da firma eficiente, a adoção de hipóteses para a construção dos seus parâmetros passa a ser a principal fragilidade dessa modelagem. Ou seja, se por um lado a informação assimétrica traz problemas ao regulador por este não conhecer a real estrutura de custo das distribuidoras, se ao construir uma Empresa de Referência não houver transparência dos parâmetros e cálculos o problema de assimetria de informação se mantém, mas na ordem inversa, em desfavor das empresas reguladas.

Cabe ainda ressaltar que quanto mais próxima for a Empresa de Referência das condições reais da economia em questão, maior o incentivo para que as distribuidoras alcancem a eficiência desejada. A imposição de parâmetros além da eficiência desejada para o setor pode afetar negativamente a qualidade do serviço. Ou seja, caso os parâmetros da Empresa de Referência estejam muito distantes da realidade, a estrutura de incentivos do *benchmarking* pode prejudicar a prestação dos serviços. Dessa forma, deve-se ter como ER a empresa mais eficiente do setor ou parâmetros próximos a essa realidade.

Para mitigar o problema da assimetria de informação, deve-se contar com uma explicação clara sobre a forma como foram obtidos os parâmetros adotados para a ER,

pois isso tem implicações importantes na definição de outros itens do marco regulatório, como o fator X, por exemplo.

No cálculo do fator X, o componente X_e utiliza a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), para o qual é necessário estimar, para o período tarifário, entre outras variáveis, os custos operacionais. Neste caso, os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da “Empresa de Referência”, referenciados à data do reposicionamento tarifário. O item “custos com mão-de-obra”, por exemplo, dos “custos operacionais” é projetado de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, a qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 6).

O FCD também considera a variável “investimento”. Os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software etc, são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”. (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 7).

Já para o componente X_a do fator X, a adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos (C_{Om}e) e mão-de-obra (C_{Om}o), sendo que C_{Om}e + C_{Om}o representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 9).

Com relação à proposta da ANEEL em tela (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL), a SEAE considera como ponto positivo o aprimoramento da metodologia adotada para o primeiro ciclo, sem a adoção de outras técnicas de comparação relativa por *benchmarking* ou de comparação em relação a uma fronteira eficiente. A manutenção da metodologia de Empresa de Referência não causa ruptura com a regra que já vinha sendo adotada e, assim, não se torna fonte de possível instabilidade regulatória que poderia influenciar negativamente nas decisões de investimento do setor. No caso, as mudanças propostas dizem respeito a itens específicos do processo.

Realizamos a seguir comentários sobre alguns dos pontos específicos da proposta da ANEEL (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL), relevantes no entender da SEAE:

i) A inadimplência dos clientes (perdas de receita irrecuperáveis) foi tratada no primeiro ciclo considerando o conceito de custo operacional eficiente da ER sob a forma de um percentual do faturamento bruto (sem o ICMS) verificado no ano anterior ao da revisão tarifária periódica (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.21). Foi adotada pela ANEEL a seguinte trajetória: 0,5% no 1º ano da revisão, 0,4% no ano posterior à revisão, 0,3% no segundo ano e 0,2% no terceiro. Para o segundo ciclo de revisões, a ANEEL pretende manter o percentual de 0,2% (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.21). A SEAE entende que, ao se fixar esse parâmetro, tal valor deve refletir a melhor empresa do setor ou condizer de forma próxima a essa realidade. Assim, a ANEEL deve deixar claro como chegou ao percentual sugerido, de forma a evitar assimetria de informação do regulador para os agentes regulados.

ii) Custo com pessoal: na empresa de referência, toda a força de trabalho é considerada mão-de-obra própria. Deve-se avaliar a redução desse percentual, dado que é praxe a contratação de serviços terceirizados mais baratos, que poderiam, portanto, reduzir o custo com pessoal. Deve-se considerar o percentual próximo ao adotado pela empresa brasileira mais eficiente do setor.

iii) Dados de ativos: a utilização de dados dos ativos físicos validados da Base de Remuneração Regulatória e da base de dados digitais de rede (GIS). Isso deve tornar mais precisa a avaliação, antes calculada, por regras gerais e de maneira indireta (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.22).

iv) Dados de clientes: será utilizada a base de dados digitais da rede GIS (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.23). Isso deve caracterizar melhor, para efeito do cálculo da empresa de referência, os clientes em função de seus diferentes perfis, que implicam em diferentes custos para a concessionária.

v) Estrutura central: os critérios não se alterarão, mas serão realizados ajustes na estrutura padrão em função das características de cada concessão, após levantamento com base em amostras de concessionárias no Brasil (Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL, fls.23). A SEAE ressalta, a despeito da vantagem de se adequar os critérios a cada concessão, que o método a ser adotado deve refletir a estrutura da empresa mais eficiente como parâmetro de referência para as empresas reguladas.

4. BASE DE REMUNERAÇÃO

(a) Proposta da ANEEL

Desde o primeiro ciclo de revisão tarifária, os agentes de distribuição questionam a metodologia adotada pela ANEEL para a definição da Base de Remuneração. Isso motivou modificações na metodologia e nos critérios estabelecidos pela ANEEL que são apresentados pelas superintendências de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) e de Regulação Econômica (SRE) na Nota Técnica no. 183/2006-SFF/SRE/ANEEL, de 16 de maio de 2006.

Os itens revisados são (Nota Técnica no. 183/2006-SFF/SRE/ANEEL; fls 2):

- a) Credenciamento das empresas avaliadoras: alteração do prazo de vigência do credenciamento;
- b) Diretrizes para aplicação da metodologia de avaliação: inclusão da conta Reservatórios, Barragens e Aduadoras;
- c) Critérios para inclusão na Base de Remuneração de Ativos: alteração na forma de apresentação de laudo de avaliação em separado dos bens não elegíveis;
- d) Critérios para determinação do índice de aproveitamento: alteração da forma de aplicação do índice de aproveitamento, passando a ser sobre o

Valor Novo de Reposição. Alteração de critério para aplicação de índice de aproveitamento de subestações;

- e) Procedimentos para avaliação: classificação do laudo de avaliação como de uso restrito, estando sujeito às disposições normativas da ANEEL. Maior clareza sobre a forma correta para aplicação da depreciação;
- f) Roteiro mínimo obrigatório para avaliação: inclusão de procedimentos específicos para levantamento físico dos equipamentos de usinas, subestações e linhas e redes. Alteração do tratamento das sobras físicas e contábeis, itens 13.3 e 13.5 do Anexo VII, da Resolução no. 493/2002, que tratam de ajustes das sobras físicas e do novo arquivo de controle patrimonial. Exclusão do Capital de Giro da Base de Remuneração;
- g) Critérios para consideração das Obrigações Especiais: alteração no critério de depreciação de bens e instalações adquiridos mediante recursos de Obrigações Especiais;
- h) Procedimento para avaliação da base de remuneração no segundo ciclo de revisão tarifária: alteração do art. 7º. da Resolução no. 493/2002 – definição da Base de Remuneração para o 2º. ciclo de Revisão Tarifária Periódica; e
- i) Procedimentos de abertura da Base de Remuneração Blindada: reavaliação completa dos ativos ocorrerá em períodos alternados das revisões tarifárias periódicas.

(b) Análise da proposta

O componente Xe do fator X utiliza a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), para o qual é necessário estimar, para o período tarifário, dentre outras variáveis, a base de remuneração. Portanto, a adequada definição da base de remuneração tem papel importante no cálculo do fator X e, conseqüentemente, nos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica. O mesmo vale para a variável depreciação, também considerada no FCD, e diz respeito à depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa de depreciação é aquela estabelecida na revisão tarifária periódica. (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 6).

A base de remuneração regulatória a ser considerada no FCD é o valor dos ativos físicos da concessionária atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da Empresa de Referência. (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 8).

A proposta altera itens específicos da metodologia e dos critérios estabelecidos pela ANEEL, para determinação da base de remuneração das distribuidoras, adotados no primeiro ciclo de revisão tarifária. As modificações propostas envolvem a avaliação de

bens e instalações das concessionárias e não ferem, a princípio, premissas consideradas relevantes pela SEAE.

5. PERDAS DE ENERGIA

(a) Proposta da ANEEL

No que diz respeito às perdas, a ANEEL propõe, fundamentalmente, aperfeiçoamento dos critérios para a fixação de limites para perdas com estabelecimento de trajetória ou redução gradativa anual da metas.

As perdas energéticas são classificadas pelo regulador como técnicas e não-técnicas. A perda técnica é a quantidade de energia dissipada ao longo do processo de distribuição, em decorrência da ineficiência do processo e dos equipamentos empregados. A perda não-técnica é o somatório de todas as outras perdas incluindo furtos de energia, erros de medição e não recebimento pelo serviço prestado.

A perda técnica, por sua vez, pode ser originária de perda não técnica, como ocorre, por exemplo, no caso do furto de energia, em que equipamentos trabalham com carga superior àquela para os quais foram dimensionados.

Sempre que a perda técnica ocorre em virtude de consumo irregular (por furto ou desvio) ela recebe a denominação de perda técnica irregular e, no caso oposto, quando ocorre no caso de energia fornecida e faturada pela distribuidora, dá-se o nome de perda regular.

As perdas afetam a parcela A de duas formas: (i) elevam a quantidade de energia comprada pela distribuidora; (ii) o valor das perdas é repassado integralmente à parcela A, tendo, portanto, impacto direto sobre as tarifas.

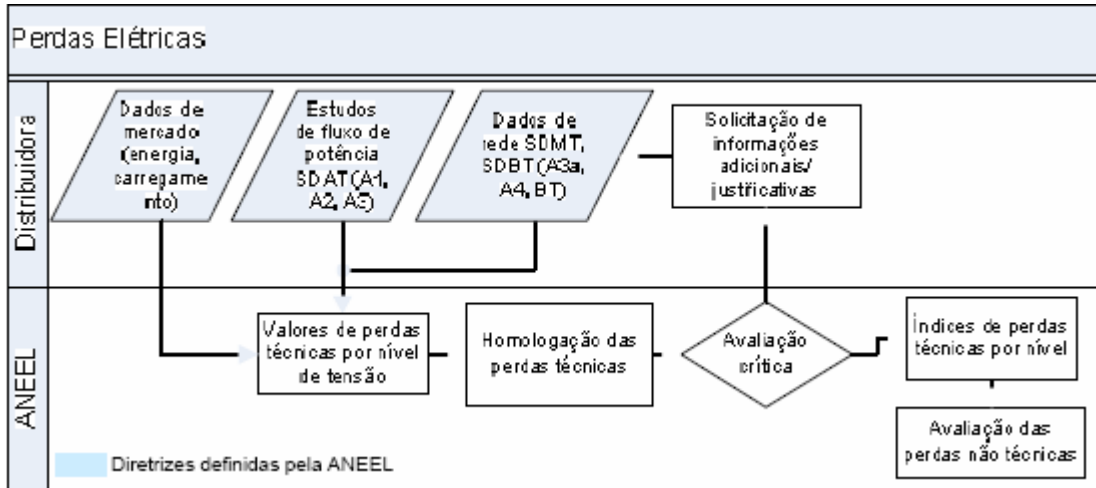
Os contratos de concessão propõem o acompanhamento de indicadores de perdas e exigem a apuração de um indicador de perdas globais, apurado por meio do balanço energético. Apresentam, também, procedimentos para controle das perdas. Entretanto, ressaltam que os resultados obtidos para os indicadores não sujeitarão as empresas a penalidades.

No primeiro ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras, de acordo com as notas técnicas da ANEEL, coube a esta agência fixar o valor das perdas regulatórias totais e o estabelecimento de uma trajetória regulatória para cada ano do período tarifário subsequente à revisão.

A proposta da ANEEL para o segundo ciclo de revisão tarifária contempla metodologia que trata do impacto das perdas de energia, técnicas e não técnicas, sobre as tarifas dos sistemas de distribuição e o estabelecimento de critérios para apuração das perdas e definição de trajetórias regulatórias. A metodologia proposta tem como objetivo dimensionar as perdas das empresas e criar incentivos para reduzi-las.

Pela proposta, o processo de apuração do valor das perdas a ser considerado no repasse de custos à parcela A da receita da distribuidora seguirá as etapas dispostas na figura 1.

Figura 1 – Perdas Elétricas



Fonte: Nota Técnica nº 026/2006-SRD/SRC/SRE/ANEEL, pp. 8.

A ANEEL definiu que as perdas globais (técnicas e não-técnicas) serão calculadas por meio do balanço energético, a partir da diferença entre os valores requeridos e fornecidos de energia. Serão apuradas, então, as perdas técnicas - considerando-se de forma segmentada o sistema de distribuição - e, por diferença, as perdas não técnicas.

Com base nas perdas observadas, a ANEEL fixa as perdas regulatórias totais a serem consideradas no cálculo da parcela A para cada ano do período tarifário, isto é, a ANEEL determina para cada ano do ciclo tarifário o nível máximo de perda permitido para uma estimativa de venda feita pela concessionária, que pode ser dado por uma trajetória ou por um valor fixo para todo o período.

A definição das metas deve levar em conta aspectos de eficiência econômica e técnica visando a modicidade tarifária. Para cada ciclo tarifário serão estabelecidas novas metas observadas as posições individuais de cada distribuidora.

Para definição do nível regulatório das perdas serão considerados diversos fatores, destacando-se:

- Série histórica das perdas incorridas pelas distribuidoras;
- Estudo contendo diagnóstico atual das perdas na área de concessão da empresa, performance obtida no combate às perdas mencionadas, ações a serem implementadas para reduzi-las, e proposta de meta a ser atingida até a próxima revisão tarifária;
- Aplicação de indicadores comparativos de perdas entre as distribuidoras;
- Melhores práticas para redução das perdas;
- Investimentos realizados de combate às perdas e resultados obtidos; e

- Ações implementadas para redução das perdas em comunidades de baixa renda

(b) Análise da proposta

A opção feita pelo regulador foi de criar uma regulação de incentivos em detrimento de mecanismos punitivos como forma de mitigar as perdas. Assim, determinou-se que a distribuidora pode se apropriar dos ganhos originários de perdas reais inferiores à perda regulatória fixada.

Com a atual proposta, a trajetória de perda regulatória a ser fixada pela ANEEL, com base nas informações prestadas pelas empresas, ganha mais consistência na medida em que o processo de apuração das perdas será mais criterioso, por três razões principais: (i) desagrega as perdas em regulares e irregulares; (ii) implementa abordagem por segmento para as perdas técnicas, isto é, as perdas são determinadas para cada componente das instalações; e (iii) institui-se tratamento individualizado para as perdas não-técnicas, dada a grande dispersão dos resultados obtidos pelo universo das distribuidoras.

Pela metodologia proposta é estabelecido um teto de repasse das perdas para a compra de energia requerida pela distribuidora, que é considerada na parcela A. Com isto incentiva-se a busca pela eficiência por parte das empresas e beneficia-se o consumidor final por meio da modicidade tarifária.

6. CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL (WACC)

(a) Proposta da ANEEL

A metodologia de determinação da remuneração do capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica, apresentada pela Nota Técnica 164/2006-SRE/ANEEL, a ser aplicada durante o segundo ciclo de revisão tarifária periódica era, inicialmente, idêntica àquela utilizada durante o primeiro ciclo de revisão (Nota Técnica 122/2005-SRE/ANEEL), com a manutenção de todas as variáveis e atualização das séries históricas. De acordo com a referida nota (Fls. 7, 10 e 11), os métodos “Weighted Average Cost of Capital” (WACC) e “Capital Asset Pricing Model” (CAPM) foram mantidos para a determinação da remuneração das concessionárias.

O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é obtido por meio da remuneração ao capital próprio e de terceiros, calculadas por meio da utilização do modelo CAPM. O primeiro era obtido, inicialmente, a partir da aplicação da seguinte fórmula (Nota Técnica 164/2006-SRE/ANEEL, fl. 10):

$$r_P = r_f + \beta [r_M - r_f] + r_R + r_B + r_X, \text{ em que:}$$

r_p representa o custo de capital próprio;

r_f representa a taxa livre de risco;

$\left[\overline{r_M} - r_f \right]$ representa o prêmio de risco de mercado;

r_R representa o prêmio de risco regulatório;

r_B representa o prêmio de risco país e

r_X representa o prêmio de risco cambial.

Para o cálculo do custo de capital de terceiros é utilizado um método similar, o CAPM de dívida, representado pela seguinte expressão (Nota Técnica 164/2006-SRE/ANEEL, fl. 11):

$$r_D = r_f + r_C + r_B + r_X, \text{ em que:}$$

r_C representa o prêmio de risco de crédito, ou seja, o *spread* acima da taxa livre de risco que pagam empresas com o mesmo risco de crédito que as distribuidoras brasileiras.

Assim, a remuneração real adequada para os serviços de distribuição de energia elétrica brasileiros, considerando a estrutura ótima de capital, é dada da seguinte maneira (Nota Técnica 164/2006-SRE/ANEEL, fl. 11):

$$r_{WACC}^r = \frac{1 + r_{WACC}}{1 + \pi}, \text{ em que:}$$

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} r_P + \frac{D}{P + D} r_D (1 - T);$$

π é a taxa de inflação média anual americana.

A aplicação de tal metodologia resultou em um WACC real de 11,26%, que foi aplicado às concessionárias de distribuição de energia elétrica durante o primeiro ciclo de revisão tarifária. Porém, por recomendação do Diretor-Relator Edvaldo Alves Santana, para este segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica foi retirado o risco regulatório do cálculo do WACC, pois, no entendimento deste diretor-relator, este risco já estaria incorporado no risco país e, portanto, estaria sendo contabilizado duplamente (Nota Técnica 188/2006-SRE/ANEEL, fl. 2, complementar à Nota Técnica 164/2006-SRE/ANEEL). Os cálculos do primeiro ciclo de revisão foram reproduzidos sem levar em consideração tal risco e uma nova tabela para o custo médio ponderado do capital foi exposta (Nota Técnica 188/2006-SRE/ANEEL, fl. 3, complementar à Nota Técnica 164/2006-SRE/ANEEL), apresentando uma redução no WACC real de 0,30 pontos percentuais, passando este de 11,26% para 10,96%.

(b) Análise da proposta

A correta determinação da remuneração do capital no setor de distribuição de energia elétrica é fundamental para garantir a atratividade dos investimentos necessários à manutenção da execução dos serviços com a qualidade necessária⁸. Assim, a ANEEL optou por utilizar métodos padronizados e amplamente utilizados no mundo (WACC/CAPM) para determinar tal taxa, buscando maior transparência e confiabilidade no processo.

Cabe destacar que o WACC tem importante papel no fator X, pois, pela metodologia adotada no fator Xe, o fluxo de caixa descontado, do tipo *forward looking*, deve resultar em um Xe que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório do concessionário no período tarifário ao custo de capital (WACC). Dessa forma, assegura-se que a receita da Parcela B no período tarifário considerado seja suficiente para cobrir os custos operacionais e permitir um retorno igual ao WACC sobre os ativos iniciais e investimentos realizados no período. (Nota Técnica no. 168/2006 – SRE/ANEEL; fls. 3-4).

A visão desta Secretaria em relação ao tema em tela é que a retirada do risco regulatório do cálculo do WACC foi positiva, dado que o risco país de certa forma já considera esse item e manter os dois separadamente pode acarretar problemas de dupla contagem e correlação. O modelo CAPM é utilizado de forma adaptada à realidade brasileira, pois este modelo foi desenvolvido tendo como objeto países que possuem o mercado de capitais bem desenvolvido, o que não ocorre no Brasil. Assim, embora o CAPM permita que taxas de risco adicionais ao mercado americano sejam incorporadas ao modelo, o método não permite especificar quais taxas devem ser incorporadas e como elas devem ser calculadas. Dessa forma, além das taxas estarem sendo incorporadas linearmente ao modelo brasileiro, o que já pode gerar questionamentos metodológicos, não há como se precisar se há correlação entre elas ou até mesmo se alguma já não está incorporada em outra.

Além disso, acredita-se que a determinação de que a empresa mantenha metade de seu capital total como capital próprio e metade como capital de terceiros deve ser claramente demonstrada pela ANEEL, com os argumentos que justificam essa divisão, para que haja melhor entendimento sobre a questão e uma maior transparência no processo de determinação da remuneração ao capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

⁸ Para maiores esclarecimentos sobre o tema, vide Rocha, Bragança e Camacho. “Remuneração de Capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa”. Texto para discussão nº 1153, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Janeiro de 2006.

7. ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL (EOC)

(a) Proposta da ANEEL

De acordo com a Nota Técnica nº 165/2006 – SRE/ANEEL, de 19/05/2006, a metodologia de definição da estrutura de capital ótima será mantida, propondo-se, para a definição de seu valor para o segundo ciclo de revisão tarifária, a “*atualização da base de dados de forma a considerar o atual ambiente institucional e econômico-financeiro*” (Nota Técnica nº 165/2006 – SRE/ANEEL, fl. 12).

A estrutura de capital ótima é definida a partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. (Nota Técnica nº 165/2006 – SRE/ANEEL, fls. 8 e 9):

Estes países são agrupados em três grupos:

i) países em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas à regulação de *preço-teto* – Argentina e Chile;

ii) países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam a regulação de *preço-teto* no setor de distribuição de eletricidade;

iii) empresas brasileiras de distribuição de eletricidade.

Após a formação dos três grupos, determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo. O procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste nos dois passos seguintes:

- i. Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos $\frac{1}{2}$ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais $\frac{1}{2}$ (metade) desse mesmo desvio -padrão;
- ii. Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países.

O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se uma outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3). O procedimento a ser seguido é o seguinte:

- i. Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. A justificativa para esse procedimento é que esses

grupos são formados por empresas sujeitas à mesma regulação, ou seja, do tipo *preço-teto*. Com a união das faixas, obtém-se o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que já usam o regime de *preço-teto* há algum tempo;

- ii. Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior.

Considerando o baixo benefício fiscal dado aos juros sobre dívida e capital próprio no Brasil, chega-se à conclusão de que as empresas brasileiras têm relativamente menos incentivos para se endividar comparativamente às empresas de outros países (Nota Técnica no. 165/2006 - SRE/ANEEL, fls.9). Sendo assim, segundo a ANEEL, a faixa de valores resultante da aplicação da metodologia proposta deve ser ajustada para baixo para levar em consideração tal aspecto.

(b) Análise da proposta

Inicialmente, cabe destacar que, como dito anteriormente, no cálculo do fator X, o componente Xe utiliza a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), para o qual é necessário estimar, para o período tarifário, a base de remuneração; além da receita, custos operacionais e investimento. Portanto, a adequada definição estrutura ótima de capital (EOC) tem papel importante no cálculo do fator X e, conseqüentemente, nos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica.

A proposta da ANEEL é a de permanência da metodologia utilizada no primeiro ciclo de revisões tarifárias, sugerindo-se apenas a atualização das séries históricas (Nota Técnica nº 165/2006 – SRE/ANEEL, fls. 08 e 11). As observações históricas de alavancagem de distribuidoras em países com regulação *preço-teto* são utilizadas na determinação da estrutura ótima de capital.

No primeiro ciclo foi calculada a faixa de valores de relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) (Nota Técnica nº 165/2006 – SRE/ANEEL, fls. 08 a 10). A faixa regulatória calculada para D/V encontrada teve limite inferior de 51,22% e 57,59%. A ANEEL utilizou como meta no 1º ciclo de revisões, 50% para a participação de dívida no capital total de empresas brasileiras.

A proposta trata de uma mera atualização, que aproximará a empresa de uma estrutura condizente com a realidade recente. No entanto cabe observar que a ANEEL, na sua nota técnica, deveria ser mais precisa ao justificar o percentual a ser adotado para a relação D/V, dentro da faixa de valores que vier a ser calculada.

8. ALOCAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS

(a) Proposta da ANEEL

A metodologia sugerida pela ANEEL para o tratamento das outras receitas, a ser aplicada durante o segundo ciclo de revisão tarifária, é substancialmente diferente daquela utilizada durante o primeiro ciclo. Naquele, a ANEEL adotou o procedimento de repasse de 100% das outras receitas informadas pelas concessionárias para o ano-teste, desde que compatível com o informado no ciclo anterior, em prol da modicidade tarifária. Além disso, existia o repasse de 10% das receitas consideradas como “extra-concessão”, definidas como aquelas que não mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. Porém, a Lei 10.848/2004 restringiu fortemente a possibilidade de exercício dessas atividades, o que levou a ANEEL a não mais dar um tratamento específico a essas receitas na nova metodologia apresentada.

A proposta buscar incentivar a produção de outras receitas e a gestão eficiente da concessionária, para que sejam gerados benefícios crescentes à modicidade tarifária (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL, fl. 4). Dessa forma, a agência buscou determinar quais atividades deveriam ser levadas em consideração na apuração das outras receitas que seriam utilizadas em prol da modicidade tarifária.

No entendimento da ANEEL (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL, fl. 5), para as atividades que não repercutem negativamente na tarifa de energia deve-se incentivar a prestação do serviço básico, buscando ganhos de eficiência; e, caso a empresa consiga desenvolver uma gestão mais eficiente e, por conta disto, consiga realocar recursos humanos e materiais de forma a executar outras atividades, é justo que ela possa reter os ganhos advindos dessas atividades. Assim, os ganhos obtidos pela maior eficiência da empresa não devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária quando da apuração das outras receitas, mas sim levados em consideração quando do ajuste na estrutura da empresa de referência utilizada nas revisões tarifárias.

A proposta da ANEEL de apuração de outras receitas a serem levadas em consideração para fins de modicidade tarifária se concentra no compartilhamento de infra-estrutura (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL, fl. 6), para que haja uma recuperação dos custos inseridos nas tarifas de energia elétrica. O compartilhamento de redes deve ser estimulado, pois se constitui de uma opção racional frente às consequências advindas da duplicação de redes.

Dessa forma, a metodologia da ANEEL objetiva recuperar os custos associados ao compartilhamento que estão incorporados nas tarifas de energia, sinalizando preços de contratação e garantindo a incorporação, pela concessionária, dos ganhos associados à remuneração sobre o capital próprio investido. Assim, os custos inseridos nas tarifas devem ser deslocados para a empresa que solicita o compartilhamento.

O valor referente às outras receitas que será considerado para fins de modicidade tarifária nas revisões é dado por meio da seguinte expressão (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL, fl. 9):

$OR = RRcomp - RCPcomp$, em que:

OR representa o valor das outras receitas a serem consideradas na redução tarifária;

RRcomp representa a receita regulatória de compartilhamento e,

RCPcomp representa a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados.

As novas atividades ou serviços que venham a ser desenvolvidos pelas concessionárias, após o ciclo de revisão tarifária, estarão sujeitas ao mesmo tratamento aqui exposto, ou seja, receitas que advenham de atividades que não têm custos cobertos pelas tarifas do serviço básico não devem ser levadas em consideração no cálculo das receitas que serão revertidas para redução de tarifas, e as atividades cujos custos compõem as tarifas devem ser, em parte, levadas em consideração para a modicidade tarifária, permitindo que a concessionária absorva o valor da remuneração sobre o capital próprio utilizado na atividade (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL, fl. 10).

Dessa forma, a proposta apresentada pela ANEEL por meio da Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL visa, com o aprimoramento da proposta utilizada no primeiro ciclo de revisão tarifária, garantir incentivos regulatórios à execução de atividades que gerem outras receitas, sem prejuízo da execução do serviço básico, que serão utilizadas em benefício da modicidade tarifária.

(b) Análise da proposta

As agências reguladoras devem incentivar o desenvolvimento de atividades complementares e adicionais, no sentido de melhorar a eficiência da alocação de recursos, cujos efeitos positivos podem ser transferidos aos usuários, além de garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Espera-se que uma maior parcela das receitas acessórias fique com a empresa concessionária, na medida em que seja menor o reajuste das tarifas solicitado. Assim, passa-se a caminhar no mesmo sentido da tendência mundial em regulação, que é utilizar mecanismos de incentivo, ao invés de práticas discricionárias que envolvem custos significativos de levantamento e análise de informações, associados às dificuldades de se eliminar a assimetria de informação a favor do regulado. Desse modo, a solução proposta deve contemplar tanto a necessidade de promover a eficiência na prestação do serviço concedido, quanto de maximizar o bem-estar da sociedade, pela diversificação dos serviços prestados.

Dessa forma, acredita-se a nova proposta apresentada pela ANEEL para o segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL) mostra-se como uma alternativa mais adequada em relação àquela metodologia utilizada no primeiro ciclo de revisão, já que garante a incorporação de boa parte das receitas advindas de atividades complementares por parte

da concessionária, promovendo assim, incentivos para que esta desenvolva tais atividades. Além disso, a presença de uma parte dessas receitas no cálculo do índice de reposicionamento tarifário (Nota Técnica 167/2006-SRE/ANEEL, fl. 4) garante um reajuste menor de tarifas, promovendo um incremento no bem-estar do consumidor.

Porém, vale destacar que as receitas que são ignoradas na metodologia de revisão proposta para as distribuidoras são levadas em consideração na metodologia proposta para a revisão das transmissoras. Assim, esta Secretaria julga ser conveniente que a Agência explicithe quais as razões para que diferentes critérios sejam utilizados no tratamento de receitas advindas de atividades similares como, por exemplo, atividades de consultoria.

9. PARCELA A

(a) Proposta da ANEEL

A ANEEL não propõe alterações conceituais ao item Parcela A. Faz apenas mudanças no texto, no sentido de deixá-lo mais didático.

A receita da empresa concessionária é dividida em duas parcelas: a parcela A, relativa aos custos não gerenciáveis e a parcela B, associada aos custos gerenciáveis, podendo-se desagregá-la conforme se observa no quadro 1.

O grupo que compõe a parcela A é não gerenciável porque suas receitas estão associadas a custos que independem da gestão da empresa em função de tratar-se de encargos legalmente instituídos pelo poder normativo ou de fatores determinados pelo mercado, como o preço da energia adquirida para revenda.

Desta forma integram a parcela A, os encargos setoriais, os encargos de transmissão e a energia requerida pela empresa.

Quadro 1 – Composição da Receita Requerida

PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Compra de Energia Elétrica para Revenda	Outros
Contratos Iniciais	P&D e Eficiência Energética
Energia de Itaipu	PIS/COFINS
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Fonte: Caderno Temático ANEEL nº4: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, pp. 16.

Os principais encargos setoriais são a Cota da Reserva Global de Reversão (RGR), a Cota da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) o Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Constituem os encargos de transmissão aqueles referentes ao uso das redes elétricas, tais como Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão, Uso das Instalações de Conexão, Uso das Instalações de Distribuição, Transporte de Energia Elétrica de Itaipu e aquele referente ao Operador Nacional do Sistema (ONS).

Além dos encargos, integra o grupo de custos não gerenciáveis a compra de energia pela distribuidora. Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada.

(b) Análise da proposta

Não se pretende fazer alterações metodológicas na Parcela A com relação ao que foi observado no primeiro ciclo de revisão tarifária. As mudanças apresentadas pela ANEEL buscam apenas tornar os textos mais didáticos, definindo-se os itens que compõe a Parcela A.

É importante que o regulador esteja atento para que todos os custos não gerenciáveis sejam incorporados à parcela A, sendo repassados integralmente à tarifa, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Pelo que se observou na proposta, não se identificou custos não gerenciáveis de curto prazo, julgados relevantes, que não estivessem contemplados na parcela A.

10. RELAÇÃO ENTRE QUALIDADE E INVESTIMENTOS

(a) Proposta da ANEEL

Um aspecto importante na regulação do setor de energia elétrica é a mensuração da qualidade do serviço prestado. Com esta medida, o regulador pode dispor de um diagnóstico objetivo do setor e, a partir daí, traçar metas de investimento para elevar a performance dos agentes e a satisfação dos usuários.

A metodologia que se encontra em vigor está baseada em indicadores de continuidade da prestação do serviço de energia elétrica e em medidas de perdas técnicas e conformidade da tensão. A metodologia proposta neste segundo ciclo de revisão tarifária aprimora esses indicadores de aferição de qualidade dos serviços prestados.

Os indicadores de continuidade procuram medir a perenidade no fornecimento de energia aos consumidores, tendo sido inseridos na regulamentação em 1978. A Resolução ANEEL no. 024/2000 procurou aperfeiçoar o modelo empregando técnica de análise comparativa de desempenho das empresas concessionárias tendo por base valores de atributos físico-elétricos e dados históricos de indicadores de continuidade.

Dos indicadores de continuidade empregados, dois se sobressaem: a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC. O primeiro indicador mede o intervalo de tempo em que se privou o consumidor do fornecimento de energia; o segundo fornece a quantidade de interrupções no serviço de energia sofrida por cada unidade consumidora.

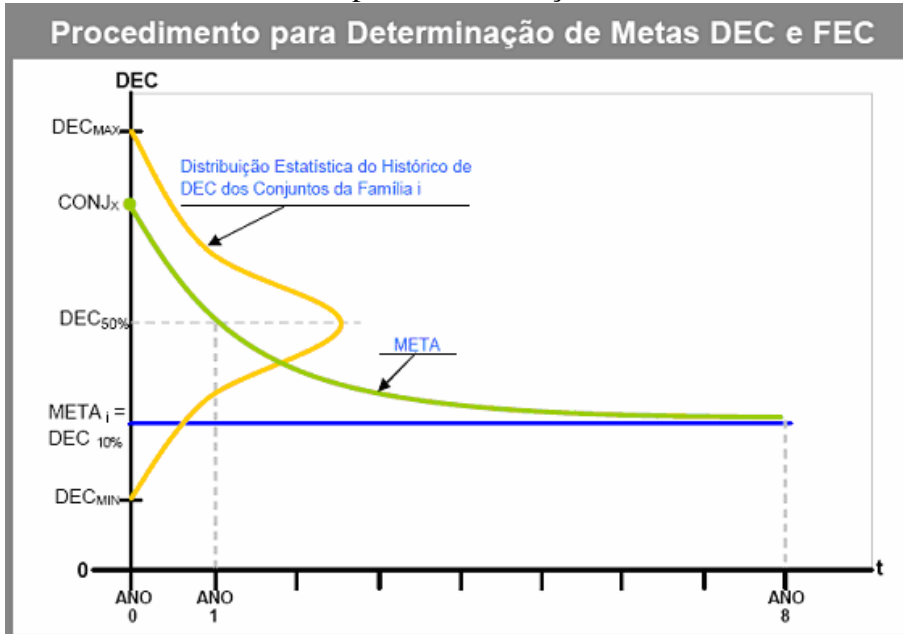
Pela metodologia em vigor, as unidades consumidoras são agrupadas em conjuntos, considerando a capacidade das concessionárias de atender de forma homogênea as áreas em que se encontram os usuários. Os conjuntos de unidades consumidoras devem abranger toda a área atendida pela concessionária, não sendo permitido o agrupamento de unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

De acordo com a nova proposta, os conjuntos devem ser agrupados por meio de técnicas estatísticas exploratórias conhecidas como análise de *cluster*. A ANEEL trabalha com um programa (ANABENCH) que agrupa 4.854 conjuntos em 30 famílias (*clusters*).

O sistema é alimentado pelas séries históricas dos indicadores de continuidade dos conjuntos de uma dada família. Inicialmente, eliminam-se os 5% melhores e os 5% piores resultados. A meta final corresponde ao valor já atingido atualmente por 10% dos

conjuntos. Para o sistema isolado, a meta final é o valor já atingido por 50% dos conjuntos, conforme gráfico 2.

Gráfico 2 – Procedimento para Determinação de Metas DEC e FEC



Fonte: Nota Técnica nº 0025/2006-SRD/ANEEL, pp. 4.

(b) Análise da Proposta

A monitoração da qualidade por meio de indicadores, já presente no primeiro ciclo de revisão tarifária e que a proposta atual mantém, permite mensurar elementos relativos à qualidade no fornecimento de energia e inferir a satisfação do usuário com o serviço prestado.

A análise de *cluster* é usada como forma de tentar entender a estrutura dos dados pela reunião de observações similares em grupos. Esta técnica costuma ser empregada quando o sistema de equações para resolução de um determinado problema não define de forma precisa os valores a serem assumidos pelas variáveis.

Desta forma, espera-se que o emprego de uma técnica mais robusta contribua para o aprimoramento dos valores que deverão ser empregados na fixação das metas de qualidade das concessionárias.

Para as empresas que violarem as metas será aplicada penalidade com base na média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica dos consumidores ou dos agentes com acesso à distribuidora, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador, excluindo-se os encargos setoriais e os tributos, devendo ser considerados os determinantes das violações dos indicadores.

11. APLICAÇÃO DE PENALIDADES PELO DESCUMPRIMENTO DAS METAS ESTABELECIDAS PELO PROGRAMA DE UNIVERSALIZAÇÃO

(a) Proposta da ANEEL

A ANEEL colocou à disposição, para discussão na Audiência Pública nº 8/2006, minuta de resolução normativa que altera os critérios de aplicação de penalidades, estabelecidos no art. 14 da Resolução nº 233, de 29 de abril de 2003, referentes ao não cumprimento, por parte das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, das metas estabelecidas para o Programa de Universalização.

Inicialmente, as penalidades eram impostas em relação ao conjunto de municípios atendidos pela concessionária, ou seja, sem proporcionalidade para cada município. As reduções tarifárias seriam dadas por um coeficiente que dependia do número de municípios com metas atingidas e não pela quantidade de ligações realizadas. Assim, independentemente da dimensão da não-conformidade em cada município, a empresa seria ou não punida: uma empresa que buscasse cumprir a meta em determinado município e não a alcançasse, mesmo com grande aplicação de esforços e grande número de ligações realizadas, seria penalizada na mesma proporção de outra que tivesse negligenciado completamente as metas em um outro município. Assim, a aplicação de tais penalidades poderia induzir as empresas a um comportamento diferente do esperado, ou seja, resultando em um número menor de ligações realizadas, mas aquele suficiente para que as empresas se enquadrassem em um redutor da tarifa menor (Nota Técnica 081/2006-SRC/SRE/ANEEL, fls. 3-4).

A proposta prevê que as penalidades sejam atreladas à realização direta dos quantitativos almejados, ou seja, o coeficiente redutor seria obtido não mais em função do quantitativo de municípios e sim por meio das ligações realizadas. Assim, o valor do redutor a ser considerado para fins de modicidade tarifária é calculado na forma de componente financeiro, a ser dividido em parcelas iguais ao longo do ciclo tarifário subsequente até a próxima revisão periódica, em que tais parcelas devem ser reajustadas pelo IGP-M acumulado da data da revisão tarifária periódica, ou reajuste anual, à data do próximo reajuste anual em que será incorporada a parcela do valor redutor (Nota Técnica 081/2006-SRC/SRE/ANEEL, fls. 4-5).

(b) Análise da proposta

É esperado que as penalidades relativas ao não-cumprimento de metas de universalização por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica sejam revertidas em modicidade nas tarifas. Além disso, é necessário que a aferição de tais metas seja feita de forma a garantir tanto o acesso ao serviço para o maior número de

consumidores quanto a universalização em todos os municípios. Assim, as empresas devem ser incentivadas a cumprir as metas de forma eficaz.

A sugestão por parte desta Secretaria é a de que seja substituído o índice IGP-M pelo IPCA na correção das parcelas advindas do redutor de tarifas, de forma que o reajuste esteja coerente com o que vem sendo defendido na presente nota técnica e já adotado no setor de energia elétrica pelo novo modelo.

12. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em primeiro lugar, cabe destacar a busca pela ANEEL da transparência no estabelecimento dos parâmetros a serem adotados no próximo ciclo de revisão tarifária, com a promoção de audiência pública para os principais temas que afetam o setor de distribuição de energia elétrica. Isso possibilita a participação crítica de todos os interessados, de forma clara, facilitando a construção de um marco regulatório eficiente e estável.

As mudanças sugeridas pela ANEEL valorizam a estabilidade do marco regulatório, oferecendo pequenas alterações com o que foi adotado no primeiro ciclo de revisão tarifária. Nesse contexto, este parecer faz recomendações com o intuito para que não se perca a oportunidade em promover transformações adicionais que, ao nosso ver, aprimorariam a regulação do setor.

Nessa direção, a principal sugestão desta nota técnica é que se aproveite o momento para a discussão dos contratos, promovendo-se a troca do indexador IGP-M pelo IPCA, conforme sugestão do item (2) desta nota técnica. Com isso pretende-se principalmente: (i) aumentar o poder de incentivos do mecanismo *preço-teto* com a adoção de um índice de varejo que melhor simula a situação de um mercado concorrencial; (ii) eliminar o fator Xa que gera incentivos à criação de regra de indexação salarial no setor e reduz os incentivos à eficiência pela aproximação a um índice setorial; (iii) garante-se o EEF com o correto desenho dos demais itens do marco regulatório (como o WACC, com FCD e Empresa de Referência) além das revisões tarifárias (periódicas e extraordinárias); (iv) maior proximidade com a modicidade tarifária e estabilidade de preços, com menores variações de curto prazo; e (v) maior coerência ao setor de energia elétrica dado que o IPCA é o índice utilizado no novo modelo.

Cabe destacar que tal alteração de contratos deve valer apenas para frente, ou seja, não se deve discutir revisões passadas feitas com base no IGP-M. Além disso, uma vez implementada a troca de índice, deve-se manter o IPCA nos próximos ciclos de revisão, conferindo estabilidade ao marco regulatório.

Sobre o fator X, além da sugestão da retirada do item Xa por conta da adoção do IPCA ao invés do IGP-M, esta nota apóia a retirada do item Xc dada a subjetividade do seu cálculo que pode distorcer o mecanismo de incentivo buscado pelo fator X. A satisfação dos consumidores deve ser usada como estímulo à eficiência de maneira mais objetiva, na forma de penalidades por exemplo e não como componente do fator X. A troca do IGP-M pelo IPCA também aprimora o fator X permitindo a retirada do item Xa.

A proposta da ANEEL não altera substancialmente a metodologia referente à determinação da empresa de referência. No entanto, cabe ressalva desta SEAE quanto a alguns pontos específicos, expressos no corpo desta nota. Em linhas gerais, a SEAE entende que a Empresa de Referência deve refletir a melhor empresa do setor no Brasil como meta ou valores próximos a essa realidade e que as alterações devem ser claramente justificadas pela ANEEL para diminuir a assimetria de informação entre o regulador e o regulado. Assim, deve ser devidamente explanado a razão pela qual foi proposto o percentual de 0,2% para inadimplência da Empresa de Referência.

Em relação às alterações propostas para avaliação da base de remuneração, as modificações sugeridas envolvem a avaliação de bens e instalações das concessionárias, que não ferem, a princípio, premissas consideradas relevantes pela SEAE.

A metodologia proposta para as perdas de energia elétrica mantém a fixação de metas regulatórias instituída no primeiro ciclo de revisão tarifária, aperfeiçoando, porém sua forma de apuração. A introdução pelo regulador de um limite para as perdas leva à redução na energia requerida pela distribuidora, reduzindo, por sua vez, a parcela A da empresa. Com isto incentiva-se a busca pela eficiência por parte das empresas, beneficiando-se também o usuário.

A correta determinação da remuneração ao capital é fundamental para garantir a atratividade dos investimentos no setor de distribuição de energia elétrica. Assim, é de extrema importância que o valor obtido no cálculo do WACC esteja de acordo com a realidade brasileira dessas empresas. A sugestão por parte desta Secretaria em relação ao tema é que a ANEEL, para dar maior transparência ao processo, explicitie os argumentos que a levam a considerar a estrutura de capital adotada.

Com relação ao tópico “Estrutura Ótima de Capital”, a ANEEL está propondo mera atualização da relação capital de terceiros/capital total da metodologia utilizada no primeiro ciclo. Salientamos a necessidade do regulador esclarecer de forma mais precisa como definirá o valor exato dessa relação, dentre a “faixa de valores” a ser calculada.

O regulador deve incentivar o desenvolvimento de atividades complementares e adicionais, objetivando a eficiência da alocação de recursos, para que os efeitos positivos possam ser transferidos aos usuários, garantindo, também, o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Assim, é racional que uma maior parcela das receitas acessórias fique com as empresas, para que exista o incentivo ao desenvolvimento de tais atividades e a outra parte seja repassada aos consumidores como forma de se atingir a modicidade das tarifas. Porém, esta Secretaria julga que seria conveniente que a Agência explicitasse quais as razões para a utilização de diferentes metodologias, em relação a receitas advindas de atividades similares, nas revisões tarifárias das distribuidoras e das transmissoras.

O texto submetido à consulta pública não propõe metodologia nova mas consolida a composição atual da parcela A com as últimas alterações ocorridas desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Ressaltamos a importância de que o regulador procure sempre incorporar à parcela A todos os custos não gerenciáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

O texto em consulta mantém os indicadores de qualidade pré-existent, aprimorando-os e estabelecendo penalidades às empresas que não conseguirem atingir os níveis fixados. A quantificação de elementos relativos à qualidade no fornecimento de energia contribui para o monitoramento da performance da empresa, por parte do regulador, e para avaliação da satisfação do usuário com o serviço prestado.

As penalidades relativas ao não-cumprimento de metas de universalização por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica devem ser revertidas em modicidade nas tarifas, além de estimular as empresas a garantir o acesso ao serviço para um maior número de consumidores e a universalização em todos os municípios. A sugestão desta Secretaria em relação a este tema é a de que seja substituído o índice IGP-M pelo IPCA na correção das parcelas advindas do redutor de tarifas, de forma que o reajuste esteja coerente com os índices adotados no novo modelo de energia.

Os comentários e sugestões apresentados nesta nota técnica visam aprimorar as propostas metodológicas do regulador para que não se perca a oportunidade de promover transformações importantes no marco regulatório do setor de distribuição de energia elétrica que: (i) assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário; (ii) permita um ambiente saudável para a manutenção e expansão de investimentos das empresas e, (iii) garanta a modicidade tarifária para o consumidor, com serviço de qualidade.

JOSSIFRAM ALMEIDA SOARES
Assessor Técnico

RENATA ROSADA DA SILVA
Assessora Técnica

ERNANI LUSTOSA KUHN
Coordenador-Geral de Energia e Saneamento

A consideração superior,

CLÁUDIA ASSUNÇÃO DOS SANTOS VIEGAS
Secretária-Adjunta de Acompanhamento Econômico

De acordo,

MARCELO BARBOSA SAINTIVE
Secretário de Acompanhamento Econômico