

**RESPOSTAS E ESCLARECIMENTOS DA ANEEL ÀS CONTRIBUIÇÕES E COMENTÁRIOS
RECEBIDOS NAS AUDIÊNCIAS PÚBLICAS SOBRE AS REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS
AP 028/2003 (LIGHT).**

ASPECTOS METODOLÓGICOS

O presente documento apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL aos comentários e contribuições apresentados quando da realização da Audiência Pública nº 028/2003 da LIGHT, na cidade do Rio de Janeiro - RJ, relativos à metodologia da revisão tarifária periódica constante da Nota Técnica 188/2003. Os comentários e respectivas respostas da ANEEL, relativos a questões metodológicas e gerais, estão agrupados neste documento nos seguintes temas:

- i) Comentários e respostas sobre o tratamento dado aos itens da Parcela A da Receita Requerida na revisão tarifária periódica;
- ii) Comentários sobre a metodologia da “Empresa de Referência”;
- iii) Comentários sobre Base de Remuneração Regulatória e Quota de Reintegração Regulatória;
- iv) Comentários sobre Custo e Estrutura de Capital;
- v) Comentários sobre o Fator X;
- vi) Comentários sobre reestruturação tarifária;
- vii) Comentários sobre tributos;
- viii) Outros comentários.

As contribuições e comentários (doravante “comentários”) estão apresentados sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados nas citadas audiências públicas e busca reproduzir, de forma resumida, a mensagem principal do autor da contribuição. O texto integral de cada contribuição pode ser acessado no endereço www.aneel.gov.br no link audiências públicas. Ao início de cada comentário é identificado seu autor e a audiência pública onde o comentário foi apresentado. Para cada comentário apresenta-se uma resposta do Regulador, explicitando-se, quando for o caso, sobre a incorporação ou não do comentário na decisão final do processo de revisão tarifária periódica, com as devidas justificativas. Para fins de organização do texto, comentários sobre um mesmo tema e de conteúdo comum, feitos por autores diferentes, são acompanhados de uma única resposta.

A análise dos comentários apresentados nas citadas audiências públicas subsidiou a decisão final da ANEEL sobre o processo de revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição, concluídas mediante a publicação das Resoluções ANEEL de nº 591 (LIGHT), de 6 de novembro de 2003.

As respostas e esclarecimentos da ANEEL sobre questões específicas da revisão tarifária periódica de cada concessionária (basicamente Parcela A e custos operacionais) estão disponíveis no *site* da ANEEL.

I - COMENTÁRIOS E RESPOSTAS SOBRE O TRATAMENTO DADO AOS ITENS DA PARCELA A NA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA:

I.1 – Compra e Perdas de energia elétrica (Rede Básica, Itaipu e distribuição):

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

"A compra de energia deve refletir integralmente o atendimento do mercado cativo e a totalidade das perdas elétricas (transporte de Itaipu, rede básica e distribuição). O custo com compra de energia no ano-teste deve ser repassado para as tarifas (respeitando as regras de repasse vigentes na data dos contratos)"

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"como expressa a própria Agência nas suas conclusões¹, é preciso também implantar a "cultura" do uso regular da energia elétrica, o que demanda a atuação em aspectos mais subjetivos e sensíveis dos consumidores, tais como educação, conscientização e respeito às leis. A mudança de comportamento sugerida por essa Agência é de fato necessária. Porém ela está condicionada a fatores externos à ação individual da concessionária, sendo, por exemplo, essencial o engajamento do Estado e das diversas entidades da sociedade organizada na solução do problema, o que até o momento não vem ocorrendo no Estado do Rio de Janeiro. Portanto, dada a realidade de nossa área de concessão onde, em algumas regiões, o furto de energia atinge já chega à marca de 70%, depreende-se haver um longo e difícil caminho a percorrer na busca de resultados mais favoráveis no combate às perdas".

Resposta da ANEEL:

Nas Notas Técnicas (seção V.1.3.3) referentes às revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras, apresentadas em audiência pública a ANEEL esclareceu que é necessário estabelecer um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É inquestionável que esse tema reveste-se de particular importância sob a ótica regulatória, dado que as perdas elétricas são pagas pelos consumidores, uma vez que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Para as tarifas são repassados os custos da energia requerida, e esta é constituída do mercado a ser atendido e das

¹ *"O mercado atendido pela Light tem características mais favoráveis que os atendidos por outras empresas, com 96% de clientes urbanos e com renda maior que a média nacional".*

"2/3 das perdas comerciais do segmento de BT são originadas de consumidores que não são de baixa renda, ou seja, tem capacidade de pagamento e 50% dessas perdas são devidas ao consumo de ar condicionado".

"Clientes com acesso a ar condicionado e outros elementos de conforto permitem desenvolver ações efetivas de gerenciamento das perdas".

"Os montantes de perdas indicam que a rentabilidade econômica pode ser alta inclusive no segmento de favelas/baixa renda".

"É importante que a concessionária desenvolva soluções técnicas e comerciais adequadas para dificultar a fraude e criar a "cultura" do uso regular da energia elétrica".

perdas. O Regulador não pode convalidar uma gestão ineficiente do setor no que se refere às perdas elétricas. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração, o que implica em maior ineficiência alocativa de recursos da sociedade.

Conforme exposto nas diversas Notas Técnicas que tratam das revisões, no âmbito mundial e, em particular, em todos os países em desenvolvimento, tem se verificado que o custo marginal de longo prazo de geração pode ser muito mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição. Na redução das perdas totais da distribuição os componentes de custo mais importantes são a mão-de-obra local e equipamentos e materiais que, no caso do Brasil, são fabricados em sua totalidade no próprio país. Isso tem conseqüências positivas para a economia do país, já que o processo gera uma importante demanda de mão-de-obra e, ao mesmo tempo, evita incorrer em evasão de divisas. Por outro lado, se obtém benefícios ambientais, já que toda a expansão do parque gerador de energia elétrica afeta o entorno local e/ou global, de acordo com a fonte de energia primária em questão.

Diante dessa realidade, a definição da trajetória regulatória de perdas elétricas constitui tema de mais alta relevância. Um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência na gestão de perdas pode permitir a obtenção de inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto. Portanto, a ANEEL adotará todas as medidas necessárias, na sua esfera de atuação, para que sejam criadas as condições para o cumprimento da trajetória regulatória das perdas elétricas por parte das concessionárias de distribuição. Limitações técnico-econômicas e eventuais aspectos legais associados à sua implementação serão analisados pelo Regulador.

A alocação das perdas comerciais entre os consumidores da concessionária permite desenvolver ações efetivas de "gerenciamento" dessas perdas. A Concessionária tem um conjunto de ferramentas para gerenciar essas situações, em geral muito mais efetivas e sem as conseqüências negativas do corte do serviço.

É importante que a concessionária desenvolva soluções técnicas e comerciais adequadas para dificultar a fraude e criar a "cultura" de uso regular da energia elétrica, entre essas ações podem ser destacadas: a) Instalação de transformadores MT/BT, em alturas que dificultem a fraude, suprindo grupos pequenos de consumidores com medidor "encapsulado" equipado com disjuntor limitador de carga no terminal de BT; b) promoção da conduta de "fidelidade" à Concessionária por parte dos clientes, baseada em um bom serviço e um bom atendimento: os consumidores devem perceber que a empresa respalda aqueles que tem cumprimento regular de suas obrigações; e c) medição em MT nos alimentadores de áreas de alto risco ("não gerenciáveis") previamente identificadas;

I.2 – Encargos Setoriais:

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

"Os encargos tarifários e as alterações de custo decorrentes de ações do Regulador devem ser integralmente refletidos nas tarifas de modo a garantir a neutralidade da parcela A".

I.3 - Contribuição MAE:

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

"A Contribuição ao MAE deve ser incluída nas tarifas uma vez que a Concessionária é obrigada por lei a participar do MAE para compra e venda da energia necessária ao fornecimento aos seus consumidores e, pela convenção do mercado, homologada pela ANEEL, obriga-se também a participar do rateio para cobertura dos seus custos na forma da contribuição ao MAE, a qual é estabelecida anualmente".

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"...a Light requer que a insuficiência tarifária verificada de março/2002 (data da primeira cobrança da Contribuição do MAE após a publicação da Lei n.º 10.433/2002) a 06.11.2003 (véspera da data da revisão tarifária periódica), ... seja devidamente compensada através da aplicação de uma bolha nas tarifas de fornecimento no momento da Revisão Tarifária".

Resposta da ANEEL:

A Resolução ANEEL nº 332, de 13/08/01, que estabeleceu a exclusão das despesas com o MAE das tarifas de energia elétrica, dispõe, em seu art. 3º que "(...) o reconhecimento futuro, nas tarifas de energia elétrica, dos gastos já realizados para implantação do MAE, dependerá da operacionalização da contabilização e liquidação financeira das transações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do mercado (...)" e também que esse reconhecimento "(...) dependerá da aprovação [dos gastos] pela ANEEL, quando da análise da prestação de contas da ASMAE", fato que ainda não aconteceu na sua integralidade.

Adicionalmente, no art. 4º da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, transformada na Lei nº 10.848, de 16/03/04, está prevista a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica. É também estabelecido no § 3º do art. 4º dessa Lei que os custos administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário.

I.4 - Tratamento para os Encargos de Serviços do Sistema (ESS):

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

"A exemplo da conta de consumo de combustíveis – CCC, a conta de ESS pode ter um valor previamente estimado para o ano vindouro. Este valor deveria ser incluído nas tarifas de modo a reduzir a pressão sobre o caixa das distribuidoras que hoje são obrigadas a financiar aos seus consumidores a totalidade deste encargo pelo prazo de um ano. A sistemática atual da CVA garantirá a neutralidade da estimativa feita, compensando os consumidores ou a concessionária dos eventuais desvios".

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"...a Light requer que a Parcela A considerada na Nota Técnica seja acrescida da quantia...a título de ESS".

Resposta da ANEEL:

O pleito da LIGHT não foi considerado na revisão uma vez que não existia previsão legal para considerar o ESS previamente na tarifa. Essa previsão legal veio ocorrer com a edição do Decreto nº 5.163, de 30/07/04, que estabeleceu no art. 44 que a partir de janeiro de 2006, a ANEEL, no reajuste ou revisão tarifária, deverá contemplar a previsão dos custos com ESS.

Assim, somente a partir de janeiro de 2006 o ESS será considerado previamente na tarifa. Cabe mencionar, que existe o mecanismo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) para os custos efetivamente incorridos com os Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Assim, quando do reajuste tarifário de 2004, serão apurados os valores financeiros incorridos a título de ESS a serem repassados as tarifa de energia elétrica da LIGHT.

I.5 - Sobras de Energia dos Contratos Bilaterais:

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

O pleito da LIGHT de R\$ 27.028.570,00 se baseia da orientação da Superintendência de Estudos de Mercado – SEM, por meio dos Ofícios nº 144 e 145/2003-SEM/ANEEL, em que a Concessionária conclui que a *"origem dos recursos energéticos necessários para o atendimento do mercado cativo das distribuidoras deve ser definida com base na seguinte ordem: (i) Itaipu; (ii) Contratos Iniciais; e (iii) Contratos Bilaterais, do mais antigo para o mais recente"*.

Resposta da ANEEL:

O pleito da LIGHT não foi considerado, pois a SRE entende que as sobras, como critério regulatório sejam valoradas pela média de todos os contratos bilaterais e que a orientação da SEM em nenhum momento se refere a valorização de sobras de energia para efeito tarifário.

II - COMENTÁRIOS SOBRE A METODOLOGIA DE "EMPRESA DE REFERÊNCIA":

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

"Custos inerentes à prestação dos serviços devem compor o valor da tarifa considerando, simultaneamente, a estrutura de custos da concessionária, a comparação com empresas similares, os estímulos à eficiência e a modicidade tarifária".

"Não foram consideradas na Empresa de Referência as despesas com seguros...Inviabilizar esse repasse equivale a negar os efeitos do contrato de concessão..."

Resposta da ANEEL:

A versão da "Empresa de Referência" (ER) relativa à área de concessão de cada concessionária, apresentada no Anexo I das Notas Técnicas apresentadas nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas de 2003, não considerava os custos dos seguros das instalações. Posteriormente, nos ajustes finais realizados na ER, após análise das contribuições e comentários efetuados nas referidas audiências públicas, foi agregado o percentual de 0,035% sobre o valor dos ativos da rede de distribuição, como padrão regulatório para todas as concessionárias distribuidoras. Portanto, essa solicitação foi atendida com um critério regulatório. Ver a respeito as Notas Técnicas complementares à Nota Técnica apresentada nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas, disponíveis no endereço www.aneel.gov.br, onde se resume o resultado final dos ajustes

realizados na "Empresa de Referência" relativa à cada concessionária, inclusive no que se refere a esse tema.

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

"Todos os custos decorrentes de contingências inexoráveis e inerentes à natureza da prestação do serviço ou aderentes ao princípio de responsabilidade objetiva. (Indenizações de danos elétricos, contingências cíveis e trabalhistas, provisões para devedores duvidosos, combate à fraude,...) devem compor o rol de despesas do serviço".

Equipes de combate à fraude – *"A Resolução ANEEL 456/00, nos artigos 72 e 73, prevê a possibilidade de faturamento da estimativa da energia não faturada durante a vigência de irregularidade de responsabilidade do consumidor, acrescido de 30 % em energia a título de custo administrativo adicional. Este "mercado" recuperado é apresentado como energia consumida no Acompanhamento de Mercado Padronizado - AMP e constou das projeções de energia vendida que serviram para o cálculo da Receita Verificada. Assim, a receita com a recuperação da fraude já está contemplada no cálculo do reposicionamento tarifário. No entanto, os custos das equipes necessárias ao combate à fraude não foram considerados".*

PDD - *"No processo de definição trajetória regulatória para a Provisão para Devedores Duvidosos, é necessário considerar as reais limitações das circunstâncias de fornecimento, das disposições legais existentes e o comprometimento do governo e da ANEEL para o estabelecimento de mecanismos legais que permitam o alcance dos valores estabelecidos"*

Contencioso Cível e Danos Elétricos – *"As concessionárias têm envidado relevantes esforços na redução dos contenciosos e das indenizações de danos elétricos, tendo encontrado fatores limitantes de caráter técnico-econômico, legal e até político. É necessário se definir valores regulatórios para esses itens, levando-se em conta as limitações técnico-econômicas e políticas, bem como viabilizando alterações legislativas que permitam a sua consecução."*

Contingências trabalhistas – *"A atividade empresarial implica riscos na área trabalhista decorrentes seja de interpretações conservadoras dos preceitos legais, seja de alterações legais retroativas como por exemplo":*

- *A prática de recursos humanos de diferenciação salarial em função do desempenho profissional conflita com a interpretação conservadora do Art. 461, pelos juízes, que determina a isonomia salarial para trabalhos iguais, gerando demandas trabalhistas de equiparação salarial.*
- *O encargo da periculosidade, estabelecido na Lei 7.369/85, e regulamentado pelo Decreto 93413/86, que definiu o pagamento da periculosidade proporcionalmente ao tempo de exposição, ..."*
- *A Lei Complementar 110/01, de 29/06/01, reconheceu a ilegalidade dos planos econômicos Collor e Bresser, que expurgaram parcialmente a correção monetária do FGTS em 1990 e 1991, gerando uma correção no saldo das contas de FGTS e um aumento da indenização dos 40 % desse saldo por demissão sem justa causa. Em consequência, uma série de demandas judiciais foi acionada.*

"Deve-se considerar as ações decorrentes do processo de privatização, que exigiu grande reestruturação das empresas, elevando este valor para números acima de qualquer média registrada, ocasionando demandas judiciais sobre situações anteriores à privatização, mas que ainda geram indenizações trabalhistas".

Planos de Pensão Suplementares – "Devem compor a empresa de referência os custos herdados por força dos contratos de privatização, relativas à cobertura de déficits atuariais, tendo em vista que esse custo faz parte da remuneração dos funcionários (benefícios concedidos) de acordo com o determinado pelo parágrafo 2º, do art. 202 da Constituição Federal".

Desativação e alienação de bens – "É necessário incluir esse resultado na Empresa de Referência, em valores compatíveis com os constantes da Base de Remuneração, como forma de permitir a recuperação integral, pelo investidor, do capital investido nos bens em serviço".

WACC – "No cálculo de aluguéis e das anualidades dos investimentos, deve-se utilizar o WACC de 17,06% antes dos impostos, compatível com o valor proposto pela ANEEL. O índice de 11,26%, utilizado na Empresa de Referência, corresponde ao WACC após os impostos e implica a não remuneração adequada do capital investido nos bens em serviço".

"Custos inerentes à prestação dos serviços devem compor o valor da tarifa considerando, simultaneamente, a estrutura de custos da concessionária, a comparação com empresas similares, os estímulos à eficiência e a modicidade tarifária".

Serviços Taxados: "Assim, alternativamente à pronta atualização das taxas de serviço, a ANEEL deveria incluir nas despesas da Empresa de Referência a diferença entre o custo efetivo dos serviços taxados e as respectivas taxas autorizadas. Em contrapartida, a receita desses serviços deve ser oferecida à modicidade tarifária integrando o item Demais Receitas Verificadas.."

Custos das atividades que geram outras receitas: "(...) considerar os custos das atividades que geram as Outras Receitas: de Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão, Renda da Prestação de Serviço e Serviço Taxado. Considerar, plenamente, todos os custos que se caracterizarem como obrigação legal". ..."Consistem, principalmente, de: Relocação de redes a pedido de terceiros; Instalação de ponto de iluminação pública; Instalação de equipamento elétrico de propriedade de terceiros; Instalação de rede de propriedade de terceiros; Eficientização de iluminação pública (substituição de lâmpadas); Manutenção de iluminação pública; Instalação provisória e Instalação de padrão de entrada".

Resposta da ANEEL:

A ANEEL adotou uma metodologia não "invasiva" para apurar os custos operacionais eficientes, entendendo como tal aqueles que sejam justos que paguem os clientes nas tarifas. As decisões com relação à gestão operacional da concessionária são de sua responsabilidade exclusiva. Não cabe ao Regulador validar os procedimentos adotados pela empresa para sua gestão operacional. Cabe ao Regulador avaliar o impacto dessa gestão sobre os consumidores. A esse respeito, recomenda-se a leitura do item V.1.1 – Custos Operacionais Eficientes, da Nota Técnica 188/2003 -SRE/ANEEL, e o capítulo 2 do Anexo I da referida Nota.

De maneira geral, o Regulador entende que, ainda que possam constituir custos empresariais, tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações. Dessa forma, não devem ser repartidos entre todos os clientes, mas assumidos pelo acionista (risco do negócio). Sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que, entre as partes envolvidas na prestação do serviço – a concessionária e o consumidor – apenas a primeira possui condição de influir em sua determinação. O repasse de tais custos para os consumidores configuraria um critério regulatório equivocado, pois desestimularia as empresas reguladas a executar a melhor gestão possível sobre riscos que elas têm condições de gerenciar, dentro de certos limites.

Especificamente no que se refere ao conceito de custos com inadimplência, o Regulador está fixando um critério regulatório transparente, que estabelece um valor máximo a título de inadimplência que cabe repassar às tarifas. Esse critério, ao mesmo tempo, incentiva a concessionária a realizar a melhor gestão possível das dívidas de seus clientes e, conseqüentemente, evitar que os clientes em situação regular sejam penalizados pelos clientes inadimplentes.

Quanto às *"Indenizações por Perdas e Danos"*, o Regulador entende que estaria dando um sinal equivocado se permitisse o repasse automático desses custos às tarifas, pois desestimularia a concessionária a reduzi-los. Não repassar esses custos às tarifas é o critério regulatório mais adequado, uma vez que as tarifas estabelecidas na revisão tarifária periódica incluem recursos para manter a rede elétrica em boas condições, de forma que é uma obrigação da concessionária gerenciar e minimizar tais custos. Por outro lado, o repasse às tarifas poderia ser perigoso para os consumidores, na medida em que a concessionária poderia reduzir a quantidade de eventos e se apropriar dos valores incluídos nas tarifas.

No que diz respeito às fraudes, considerou-se na "Empresa de Referência" um custo padrão que corresponde a certo número de inspeções, como tratamento regulatório. O conceito adotado no desenho da "Empresa de Referência" é que as atividades inerentes ao serviço estão incluídas. Custos superiores equivaleriam a fraudes em elevado número e não seria correto admitir que o consumidor pague por isso. O regulador não pode dar um sinal equivocado sobre esse conceito.

Os custos gerados pelos chamados Serviços Taxados estão expressamente excluídos da "Receita Requerida" porque o Regulador considera que tais custos não têm natureza tarifária, uma vez que podem ser identificados com precisão quais são os clientes que os geram e, portanto, os devem pagar à Concessionária. Portanto, *"a socialização destes custos entre todos os consumidores"* não constitui um procedimento regulatório correto, pois penaliza aqueles consumidores que cumprem regularmente com suas obrigações. A ANEEL está estudando a forma de tratar a questão da atualização dos valores dos serviços taxados. Quando finalizar esse estudo, a ANEEL disponibilizará o assunto para participação da sociedade, por meio de Audiência Pública.

As tarifas bancárias estão consideradas no desenho da "Empresa de Referência" para cobranças de faturas, com base em valores competitivos disponíveis no mercado de serviços bancários de cada região, segundo informações fornecidas pelas próprias concessionárias.

Quanto aos custos das atividades que geram as Outras Receitas, trata-se de custos da atividade regulada (serviço de distribuição de energia elétrica) já considerados nos custos da "Empresa de

Referência" (sejam ativos, como postes, sejam custos de operação, como mão de obra) e que permitem que a concessionária obtenha receitas adicionais ao serviço regulado. Os custos de operação e manutenção dos ativos de subtransmissão estão considerados na "Empresa de Referência".

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

Considerar "Todos os encargos de pessoal que se configuram recomendáveis ou necessários para a política de recursos humanos, especialmente se constarem de acordo coletivo, de acordo judicial, de exigência normativa ou de exigência contratual decorrente de privatização, devem ser totalmente considerados, a exemplo de...Participação nos lucros ou resultados...Demissão sem justa causa...Gratificação de férias adicional..."

Resposta da ANEEL:

A "Empresa de Referência" relativa à área de concessão de cada concessionária distribuidora considera todos os encargos exigidos por lei. Não cabe ao Regulador discutir se a empresa deve ou não pagar os custos associados aos Acordos Coletivos. A responsabilidade do Regulador é definir quais são os custos considerados justos que devam ser cobrados dos consumidores nas tarifas. Os Acordos Coletivos vigentes na empresa real – que são contratos entre a concessionária e seus empregados – foram considerados pela ANEEL não na sua totalidade, mas com um enfoque regulatório. Foram considerados alguns benefícios derivados de Acordos Coletivos de trabalho, como: adicional de insalubridade, auxílio creche, seguro de vida, previdência privada, auxílio alimentação, auxílio transporte, auxílio deficiente e assistência médica e odontológica. O Regulador não considera correto, sob uma ótica regulatória, admitir que o consumidor pague custos como o 14º salário, gratificação de férias adicional à gratificação constitucional e participação nos lucros e resultados. Quanto à participação em lucros e resultados, verbas rescisórias, e "turn over" do quadro de pessoal, o Regulador entende que, ainda que possam constituir custos empresariais, tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações. Dessa forma, não devem ser repartidos entre todos os clientes, mas assumidos pelo acionista (risco do negócio). Sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que, entre as partes envolvidas na prestação do serviço – a concessionária e o consumidor – apenas a primeira possui condição de influir em sua determinação. O repasse de tais custos para os consumidores configuraria um critério regulatório equivocado, pois desestimularia as empresas reguladas a executar a melhor gestão possível sobre riscos que elas tem condições de gerenciar, dentro de certos limites.

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

"Não foi evidenciado qualquer custo relacionado ao treinamento e/ou capacitação de pessoal, o que é particularmente preocupante em concessionárias de energia elétrica, por estarem vinculadas a atividades de risco".

Resposta da ANEEL:

Essa solicitação foi atendida. O desenho da "Empresa de Referência" proposto inicialmente foi ajustado de forma a contemplar explicitamente as exigências legais no assunto de Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho.

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

"Todas as despesas para a prestação do serviço devem estar em níveis adequados à Concessionária, sendo seus parâmetros e correlações, físicos ou financeiros, obtidos a partir de dados reais observados, conforme a natureza da despesa, na área da concessão, em empresas similares regionais, nacionais ou, eventualmente, internacionais, e os estudos efetuados para sua obtenção disponibilizados, a exemplo de":

- *Estrutura organizacional, quadro e qualificação de pessoal;*
- *Custos relativos de Aluguéis, Despesas correntes de escritório, Mensageiros, Telefone, Água, Eletricidade, Limpeza, Segurança;*
- *Viagens e Treinamento;*
- *Custos com entidades de classe;*
- *Marketing, Comunicação e Auditoria Externa;*
- *Impostos (IPTU, TLF, etc.) e Seguros;*
- *Manutenção de Software e Hardware e Telecomunicações;*
- *Processos comerciais, Call Center, escritórios comerciais;*
- *Equipes de manutenção, e processos de O&M;*
- *Frotas de veículos e custo de combustível.*

Resposta da ANEEL:

A "Empresa de Referência" relativa à área de concessão de cada concessionária distribuidora considera todos os custos necessários para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, incluindo encargos exigidos por lei. Como já mencionado, a responsabilidade do Regulador é definir quais são os custos considerados justos que devam ser cobrados dos consumidores nas tarifas. O Regulador não considera correto, sob uma ótica regulatória, admitir que o consumidor pague os *"custos com entidades de classe"* mencionados no comentário, ainda que constituam custos empresariais. Ou seja, considera-se que tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações, de forma que devem ser assumidos pelo acionista como "custos do negócio" e não da prestação do serviço. Ademais, sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que, entre as partes envolvidas na prestação do serviço – a concessionária e o consumidor – apenas a primeira possui condição de influir na determinação de tais custos.

No desenho da "Empresa de Referência" disponibilizado nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas (Anexo I das Notas Técnicas) estão apresentados os critérios adotados para cada caso e o valor do investimento total em sistemas de informação, consistente com os utilizados para outras concessionárias e verificado com os principais provedores desses sistemas. Os custos de aquisição considerados na Nota Técnica correspondem a valores de mercado dos sistemas necessários para que a concessionária possa desenvolver seus processos e atividades de operação e manutenção e atividades comerciais, de modo a cumprir as obrigações estabelecidas no contrato de concessão. No que se refere aos custos de manutenção, no desenho da ER ajustado posteriormente às audiências públicas o valor anual foi alterado para 20% do valor da licença de uso de software, de modo a contemplar a denominada manutenção evolutiva, que inclui todas as

atualizações de desenvolvimento de software (“*upgrades*”) que se desenvolvem durante a vida útil do sistema.

Os tributos IPTU e IPVA estão considerados nos custos operacionais da “Empresa de Referência”, conforme se pode observar no Anexo I das Notas Técnicas relativas às revisões tarifárias das distribuidoras, disponibilizadas em audiência pública.

Quanto aos custos com i) *estrutura organizacional, quadro e qualificação de pessoal*; ii) *aluguéis, despesas correntes de escritório, mensageiros, telefone, água, eletricidade, limpeza, segurança*; iii) *marketing, comunicação e auditoria externa*; iv) *processos comerciais, call center, escritórios comerciais*; v) *viagens e treinamento*; vi) *equipes de manutenção, e processos de O&M*; vii) *frotas de veículos e custo de combustível*; e viii) *seguros* foram considerados no desenho da “Empresa de Referência” posteriormente à realização das audiências públicas sobre revisão tarifária periódica realizadas em 2003.

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

“...executando todas as manutenções preventivas na rede de distribuição, utiliza-se da mão-de-obra e equipamentos especializados para trabalhos em rede energizada (linha-viva), sendo necessário que tais custos sejam considerados na Empresa de Referência”.

Resposta da ANEEL:

Na Light foram considerados R\$ 10.268.700 (data da revisão) para a manutenção da linha viva. Nesse montante estão consideradas as anualidades dos equipamentos especiais da linha. Ou seja, os custos operacionais e o equipamento foram devidamente contemplados para as tarefas de linha viva.

III - COMENTÁRIOS SOBRE BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA:

III.1 – Comentários sobre Base de Remuneração Regulatória adotado na revisão tarifária periódica:

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

*“Apesar de a ANEEL ainda não ter empregado concretamente a metodologia do VNR na definição da BRR da Light (o que será eventualmente feito na fase de *fixação definitiva da BRR*), é importante destacar que tal metodologia apresenta os seguintes vícios”:*

(i) viola o princípio da legalidade inscrito no artigo 37, caput, da Constituição Federal, na medida em que não se encontra prevista em nenhum dispositivo legal ou regulamentar;

(ii) viola a tutela ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos administrativos, na medida em que está baseada na valoração de ativos que não guardam identidade com aqueles efetivamente utilizados pela Light na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica;

(iii) viola a Quinta Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da Light, na medida em que não leva em consideração as variações na estrutura de custos e de mercado

dessa concessionária, posto que se baseia em ativos fictícios não utilizados efetivamente pela Light na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica;
(iv) contraria a Resolução ANEEL n.º 493/2002, na medida em que (a) outorga a possibilidade de a ANEEL arbitrar o valor da BRR nos casos em que o relatório de reavaliação de ativos não for considerado razoável; (b) estabelece um limite não previsto para o valor da BRR; e
(c) considera ativos fictícios, que não existem efetivamente ("rede adaptada").

"Adicionalmente, a Light requer a consideração na base de remuneração de 3 (três) grandes obras que já foram concluídas e estão em processo de utilização, e que encontram-se à disposição para a devida fiscalização".

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

"A Base de Remuneração Regulatória deve permitir a recuperação integral dos investimentos realizados".

"...Com a adoção seja da metodologia de reavaliação de ativos a cada revisão, seja da metodologia de VNR, podemos concluir que as distribuidoras correm sério risco de não recuperação do capital investido nos ativos em serviço podendo, com isso, ocasionar uma perda de capacidade de investimento que deteriore progressivamente a qualidade dos serviços prestados".

"...pontos da Resolução 493/2002 que merecem aprimoramento":

- Considerar as taxas de depreciação vigentes em 1997 para o cálculo da Depreciação Acumulada (em 1998, ocorreu um aumento das taxas de depreciação, promovido pela ANEEL). Calcular a Depreciação Acumulada com base nas taxas de depreciação de 1998 implica reintegrar a Base de Remuneração em ritmo superior àquele que estava implícito na tarifa vigente na assinatura do contrato, resultando na não recuperação, pelo investidor, do capital investido nos bens em serviço.
- Considerar, para aquelas empresas em que as receitas de Uso do Sistema de Transmissão estão incluídas em Outras Receitas, os ativos de Transmissão, reavaliados, uma vez que o valor de Outras Receitas será abatido da Receita Requerida.
- Considerar, para aquelas empresas em que a geração própria não foi desverticalizada, os ativos de Geração, reavaliados, uma vez que a geração própria é utilizada para abater os montantes de energia comprada que compõem a energia comprada.
- Considerar como estoque, e não como ativo imobilizado em curso, os equipamentos e materiais que compõem a reserva técnica da distribuição, necessária para a adequada prestação do serviço com os índices de continuidade regulados.
- Eliminar as distorções decorrentes de variações no valor dos bens e serviços em função da evolução tecnológica, regime tributários, tarifas de importação, e outros efeitos que afetem as condições nas quais os ativos foram originalmente obtidos.

- *Adicionar, ao valor dos ativos reavaliados, a partir do mês seguinte ao mês de referência da reavaliação, as adições, baixas e depreciações e amortizações, previstas até o último mês do Ano Teste. Atualizar todos os valores para os meses do Ano Teste de forma a calcular a Base de Remuneração pro-rata-tempore, a remuneração e a depreciação regulatória, uma vez que “a revisão tem por objetivo estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da concessionária no período subsequente à data da revisão”.*
- *Utilizar o conceito de necessidade de investimento permanente em giro dada pela diferença entre o Ativo Circulante Operacional e o Passivo Circulante Operacional, conforme metodologia FLEURIET, divulgada no Brasil pela Fundação Dom Cabral, para determinação do Capital de Giro, conforme argumentação detalhada no Anexo IV a esta Nota Técnica.*

Resposta da ANEEL:

O tema foi objeto de audiência pública específica (AP 005/2002), na qual a ANEEL, mediante a Nota Técnica nº 148/2002/SRE/SFF/ANEEL, propôs a adoção da metodologia de “Custo de Reposição a Valor de Mercado” para definição da Base de Remuneração. Nesta audiência pública foram explicitadas as razões que fundamentaram a decisão do Regulador pela adoção da referida metodologia, expressa na Resolução nº 493/2002. Portanto, a ANEEL ratifica o entendimento de que a Base de Remuneração Regulatória, isto é, o investimento a ser remunerado, refere-se ao valor dos ativos necessários para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica em condições de eficiência. As justificativas da ANEEL bem como as contribuições e respectivas respostas do Regulador estão disponíveis para consulta no endereço www.aneel.gov.br, em “audiências públicas”. Convém salientar que a opção metodológica da ANEEL não é estranha aos agentes do setor, conforme se pode depreender da recomendação enviada pela ABRADÉE na audiência pública AP 007/2000, no trecho reproduzido a seguir.

“O regulador poderia usar o preço mínimo definido no processo de privatização, mais os investimentos desde então, abatidos da depreciação. Contudo o preço mínimo poderia produzir resultados inadequados, dado a diversidade de métodos econômicos utilizados para estabelecimento desses preços nos processos de privatização. Nossa proposta é que os ativos devam ser reavaliados pelo custo de reposição, líquido de depreciação, em uma data o mais próximo possível do final do ano teste, atualizando-se este valor para a mesma base monetária do ano teste”. (extraído do documento denominado “Conceitos Econômicos de Revisão Tarifária Ordinária e Extraordinária e dos Reajustes Anuais Previstos nos Contratos de Concessão - Sumário de Recomendações e Implicações Referentes à Nota Técnica da ANEEL”, ABRADÉE, AP 1/2000, outubro de 2000, sublinhado acrescentado, disponível no endereço www.aneel.gov.br)

Para as concessionárias cuja geração própria está incluída no contrato de concessão de distribuição, o procedimento adotado pela ANEEL na revisão tarifária periódica consistiu em calcular os custos operacionais eficientes associados à respectiva geração, com base nas características técnicas de cada usina geradora e aplicando o enfoque conceitual associado à metodologia de “Empresa de Referência”, utilizada para determinar custos eficientes do serviço de distribuição. De forma consistente com esse enfoque, os ativos de geração são considerados na determinação da Base de Remuneração Regulatória, pela metodologia de avaliação estabelecida pela Resolução

493/2002. Portanto, ambos os conceitos – custos operacionais eficientes de geração e ativos de geração – foram considerados na revisão tarifária periódica da concessionária distribuidora. Para as empresas em que os ativos de Transmissão estão considerados na Base de Remuneração, as receitas de Uso do Sistema de Transmissão estão incluídas em Outras Receitas.

As metodologias a serem aplicadas para a determinação dos parâmetros componentes da Parcela B da concessionária distribuidora devem constituir um conjunto articulado e de total consistência regulatória entre todas as suas partes. Em particular, resulta essencial assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se consideram como custos operacionais eficientes associados a essa prestação. Não se pode falar de “custos operacionais eficientes” se não se vincula essa definição a uma determinada definição regulatória da remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, com o nível de qualidade requerido. Se o procedimento definido para a remuneração dos ativos permite à concessionária a reposição dos mesmos ao fim de sua vida útil, assim como um adequado retorno sobre o capital investido, nos “custos operacionais eficientes” se devem incluir todos os itens (manutenção preventiva, troca de componentes, etc.) necessários para assegurar que esses ativos mantenham inalterada sua capacidade para cumprir o serviço que se requer deles durante toda essa vida útil. A aplicação desse critério significa que a determinação dos custos operacionais eficientes é independente da condição real dos ativos existentes. No que se refere à consideração dos investimentos realizados no primeiro período tarifário, deve-se considerar que os mesmos estão incluídos no processo de apuração da Base de Remuneração Regulatória (BRR), cumprido no marco do estabelecido na Resolução ANEEL nº 493/2002. A BRR líquida que inclui esses investimentos é remunerada à taxa de retorno do segundo período tarifário, determinada pela ANEEL no processo da revisão tarifária periódica.

III.2 – Comentários sobre o valor da Depreciação (Quota de Reintegração Regulatória) adotado na revisão tarifária periódica:

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

“Para o cálculo da taxa de depreciação a ANEEL deve adotar, para as empresas com revisão em 2003, o valor médio verificado em 2002, pois este reflete uma adequada composição das diferentes taxas aplicadas a cada unidade de cadastro. Para as demais empresas deve ser utilizada a média do ano anterior à revisão”.

“É necessário ajustar a Quota de Reintegração pelo efeito fiscal derivado da diferença entre Depreciação Regulatória e Depreciação Contábil. Não compensar os efeitos fiscais implica a não recuperação integral, pelo investidor, do capital investido nos bens em serviço. A seguir, a fórmula do ajuste proposto”:

“Quota de Reintegração Regulatória = Depreciação Contábil + [(Taxa Depreciação Regulatória) x (Ativo Imobilizado em Serviço) – (Depreciação Contábil)] / (1- IR% – CSSL%)”.

Resposta da ANEEL:

O pleito da LIGHT não foi atendido, pois conforme consta do Memo. 343/2005-SFF/ANEEL, de 9 de junho de 2005, existe uma diferença substancial entre os dois valores do Ativo Imobilizado – AI, que

servem de base de cálculo para determinação da despesa de Depreciação. Enquanto a base de cálculo do AI utilizada para fins tarifários é determinada pela metodologia do "Custo de Reposição a Valor de Mercado", a base de cálculo do AI utilizada para fins contábeis é o Custo Histórico dos bens, os quais não sofrem correção monetária desde 1º de janeiro de 1996, por disposição legal (Lei do Real).

Depreende-se, portanto, que são coisas absolutamente distintas: a depreciação regulatória, cuja base não é contábil, aplica-se única e exclusivamente para determinação do nível tarifário, sendo computada como item integrante da parcela "B" para determinação da Receita Requerida da concessionária; e já a depreciação contábil, cuja base de cálculo também é o AI, é item componente do custo/despesa para determinação do lucro contábil, de acordo com a Lei Societária (Lei nº 6.404/76).

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"...a ANEEL subestima o montante de Imposto de Renda (IR) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), já que no seu cálculo considera como crédito o valor da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e não o valor da Depreciação e de Amortização Contábil (DAC), conforme é permitido pela legislação atual. ...a Receita Requerida deve conter o adicional capaz de promover a devida compensação. Esse adicional deve, ainda, permitir a recuperação dessa diferença após a aplicação dos tributos sobre o próprio adicional, que estará incluído na Receita Requerida (por meio de "gross up" do valor do adicional)..Desse modo, entendemos que o Adicional para Compensação de Tributos (ACT) deve ser calculado como segue":

$$ACT = AT \times (QRR - DAC) / (1 - AT)$$

onde AT é a alíquota dos tributos em questão, no caso 38,65%¹, relativa a IR, CSLL, PIS/PASEP e COFINS.

Resposta da ANEEL:

O pleito da LIGHT não foi atendido, pois conforme consta do Memo. 343/2005-SFF/ANEEL, de 9 de junho de 2005, existe uma diferença substancial entre os dois valores do Ativo Imobilizado – AI, que servem de base de cálculo para determinação da despesa de Depreciação. Enquanto a base de cálculo do AI utilizada para fins tarifários é determinada pela metodologia do "Custo de Reposição a Valor de Mercado", a base de cálculo do AI utilizada para fins contábeis é o Custo Histórico dos bens, os quais não sofrem correção monetária desde 1º de janeiro de 1996, por disposição legal (Lei do Real).

Depreende-se, portanto, que são coisas absolutamente distintas: a depreciação regulatória, cuja base não é contábil, aplica-se única e exclusivamente para determinação do nível tarifário, sendo computada como item integrante da parcela "B" para determinação da Receita Requerida da concessionária; e já a depreciação contábil, cuja base de cálculo também é o AI, é item componente do custo/despesa para determinação do lucro contábil, de acordo com a Lei Societária (Lei nº 6.404/76).

III.3 - Comentários sobre o efeito das variações de preços e de quantidades dos insumos e dos investimentos no ano-teste e suas implicações sobre a Base de Remuneração Regulatória:

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

"O regulador deve utilizar o conceito de ano-teste de forma consistente em todo o processo de revisão tarifária, de modo a prover condições para o equilíbrio econômico-financeiro no período de 12 meses que seguem a Revisão Tarifária".

Resposta da ANEEL:

Em relação à variação de preços dos insumos e dos ativos no ano-teste, deve-se ter em conta que a Receita Requerida – e, conseqüentemente, o valor da Parcela B – é calculada a preços correntes da data de reposicionamento e que, nos termos do contrato de concessão, o valor da Parcela B determinado na Revisão Tarifária Periódica é corrigido por ocasião dos reajustes tarifários anuais pelo IGP-M do período de 12 meses anterior à data de cada reajuste. A utilização desse mecanismo tem como conseqüência que as determinações de custos na Revisão Tarifária devem ser feitas a valores da data do reposicionamento tarifário, ou seja, o Regulador não deve fazer nenhuma projeção de evolução de preços, já que a variação real será efetivamente refletida no reajuste anual seguinte à data da revisão tarifária. Portanto, do ponto de vista estritamente econômico, as determinações da revisão tarifária devem ser calculadas em termos reais, a valores da data do reposicionamento, de forma que o efeito da inflação intra-anual seja considerado no próximo período tarifário.

IV – COMENTÁRIOS SOBRE CUSTO E ESTRUTURA DE CAPITAL

IV.1 – Comentários sobre Estrutura de Capital:

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"...Dessa forma, a LIGHT entende que a taxa a ser aplicada sobre a base regulatória de remuneração BRR é um WACC Real antes de impostos de 25,85%, e não de 17,07%, como estipulado pela ANEEL".

Comentário da ABRADDEE na AP 028/2003:

"No cálculo de aluguéis e das anualidades dos investimentos, deve-se utilizar o WACC de 17,06% antes dos impostos, compatível com o valor proposto pela ANEEL. O índice de 11,26%, utilizado na Empresa de Referência, corresponde ao WACC após os impostos e implica a não remuneração adequada do capital investido nos bens em serviço".

"A estrutura de capital deve refletir condições prudentes de endividamento, adequadas ao ambiente econômico-financeiro do país e do setor elétrico".

"...Assim, recomendamos considerar a relação 40% de endividamento, 60% de capital próprio, conforme observado em empresas da Argentina e Chile, como melhor indicação da estrutura de capital que reflete as condições prudentes de endividamento, adequadas ao ambiente econômico-financeiro do país e do setor elétrico".

Resposta da ANEEL:

O questionamento da LIGHT é semelhante ao apresentado pela ABRADEE, no decorrer de todas as audiências públicas; ou seja, que *“o custo de capital deve refletir, adequadamente, os riscos do investimento no negócio de Distribuição de Energia Elétrica e os custos de captação de recursos de Capital”, para tanto, “na captação de empréstimos e financiamentos, incorre-se em custos de colocação, garantia, taxa de CVM, etc. que representam aproximadamente 2,5 % do valor captado, e que, a depender do cronograma de pagamento de juros e de amortizações, representam o equivalente entre 0,25 % a 0,5 % de encargos anuais incidentes sobre o saldo devedor, configurando-se em um custo relevante de captação. Da mesma forma, quando se trata de empréstimos externos, deve ser acrescida ao custo do capital a tributação de IOF e IR incidentes nas parcelas de pagamento desses empréstimos. Portanto, é necessário incluir no Custo de Capital de Terceiros o custo de captação e a tributação de empréstimos e financiamentos no mercado de capitais”.*

No entender da ANEEL, o questionamento da LIGHT e da ABRADEE pode ser dividido em duas partes: inclusão do custo de captação de recursos de capital e a consideração de tributação de empréstimos e financiamento no mercado de capitais.

Em relação ao custo de captação, verifica-se que uma parte deste custo é composto por custos operacionais inclusos no custo de capital. Entretanto, o custo de captação como um todo não é considerado na composição do custo de capital, pois são compensados pela consideração de outros aspectos de risco ou de custos. Por exemplo, em relação ao custo cambial, considera-se regulatoriamente que 100% dos ativos estão protegidos por *hedge*, quando não necessariamente as empresas trabalham com este nível de *hedge*.

Quanto à tributação de empréstimos, não se pode fazer distinção entre empréstimos externos e internos, uma vez que a carteira de dívida é extremamente variável e composta de diversos tipos de títulos. Considerando que a taxa de remuneração real dos empréstimos é compatível com empréstimos domésticos, nos quais não há a incidência do Imposto de Renda, e que as empresas só buscam empréstimos externos quando as condições destes são mais favoráveis, não cabe remunerar os investidores por tomarem alguns empréstimos internacionalmente.

Assim, entende a ANEEL que o valor do Custo Médio Ponderado de Capital - WACC de 11,26% está adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil.

IV.2 – Comentários sobre Custo de Capital:

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

“O custo de capital deve refletir, adequadamente, os riscos do investimento no negócio de Distribuição de Energia Elétrica e os custos de captação de recursos de Capital”.

“Na captação de empréstimos e financiamentos, incorre-se em custos de colocação, garantia, taxa de CVM, etc. que representam aproximadamente 2,5 % do valor captado, e que, a depender do cronograma de pagamento de juros e de amortizações, representam o equivalente entre 0,25 % a 0,5 % de encargos anuais incidentes sobre o saldo devedor, configurando-se em um custo relevante de captação. Da mesma forma, quando se trata de empréstimos externos, deve ser acrescida ao custo do capital a tributação de IOF e IR incidentes nas parcelas de pagamento desses

empréstimos. Portanto, é necessário incluir no Custo de Capital de Terceiros o custo de captação e a tributação de empréstimos e financiamentos no mercado de capitais”.

Resposta da ANEEL:

O questionamento da ABRADEE pode ser dividido em duas partes: inclusão do custo de captação de recursos de capital e a consideração de tributação de empréstimos e financiamento no mercado de capitais.

Em relação ao custo de captação, verifica-se que uma parte deste custo é composta por custos operacionais que já estão inclusos no custo de capital. Entretanto, o custo de captação como um todo não é considerado na composição do custo de capital, pois são compensados pela consideração de outros aspectos de risco ou de custos. Por exemplo, em relação ao custo cambial, considera-se regulatoriamente que 100% dos ativos estão protegidos por *hedge*, quando não necessariamente as empresas trabalham com este nível de *hedge*.

Quanto à tributação de empréstimos, não se pode fazer distinção entre empréstimos externos e internos, uma vez que a carteira de dívida é extremamente variável e composta de diversos tipos de títulos. Considerando que a taxa de remuneração real dos empréstimos é compatível com empréstimos domésticos, nos quais não há a incidência do Imposto de Renda, e que as empresas só buscam empréstimos externos quando as condições destes são mais favoráveis, não cabe remunerar adicionalmente os investidores por tomarem alguns empréstimos internacionalmente.

V – COMENTÁRIOS SOBRE O FATOR X:

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

“Com a introdução de uma nova variável (Xa) no cálculo do Fator X pela Resolução 01/03 do CNPE, criou-se mais fator de incerteza, uma vez que não há ainda definição de qual é a metodologia que será utilizada para calcular o Xa”.

“A única certeza que resta é que o fator Xa não tem nenhuma cobertura no Contrato de Concessão pois, além de se aplicar a uma segmentação da parcela B, não reflete necessariamente um ganho de produtividade já que se baseia num indexador de mão de obra empregada em todo o setor formal da economia”.

O objetivo do Fator X é antecipar o reposicionamento tarifário da revisão seguinte, compartilhando com os consumidores possíveis ganhos de produtividade”.

“Eliminar o Fator Xc (fator de qualidade), da composição do Fator X, reconhecendo a subjetividade e a conseqüente inadequação de um sistema absoluto de apuração da satisfação do consumidor. Não há sentido em a empresa ser prejudicada se o consumidor não estiver no máximo de satisfação, adicionando-se o fato de que não há como, por mais que se invista, ter a garantia de se atingir tal meta, dada a subjetividade do tema. Além do mais, não existe propriamente uma meta a ser atingida, uma vez que a avaliação se dá pela posição relativa entre as concessionárias”.

“...mesmo que se adote o Fator Xc como um parâmetro relativo, podendo variar entre limites prefixados, conforme as empresas se situem acima ou abaixo da média da apuração, ainda seria

uma prática inadequada, pois não há como quantificar prêmios ou punições financeiras a um dado subjetivo, que tivessem como consequência a sua objetivação”.

Resposta da ANEEL:

A partir das contribuições, críticas, sugestões e comentários recebidos sobre o Fator X ao longo do processo de revisão tarifária periódica, a ANEEL submeteu para Audiência Pública – AP nº 043/2003, a Nota Técnica nº 214/2003, tendo por objetivo apresentar publicamente a proposta da ANEEL para consolidação da metodologia de cálculo do Fator X aplicado nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Portanto, as justificativas da ANEEL bem como as contribuições e respectivas respostas do Regulador estão disponíveis para consulta no endereço www.aneel.gov.br, em “audiências públicas”.

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

A LIGHT fez questionamentos quanto aos componentes Xe, Xc e Xa.

Resposta da ANEEL:

Componente Xe

A LIGHT apresenta uma série de questionamentos levando em consideração a Nota Técnica nº 188/2003, assim como a Resolução Normativa ANEEL nº 55/2004, de pontos para reconsideração sobre a metodologia de mensuração do componente Xe, que é baseado em um Fluxo de Caixa Descontado - FCD único para todo o período, fazendo um diagnóstico de cada item que compõe este fluxo:

Projeções de Mercado

A LIGHT propõe a utilização das suas próprias projeções de mercado de venda de energia. Isto porque, segundo esta empresa, o próprio MME estaria se utilizando projeções efetuadas pelas empresas para a consolidação do mercado com objetivo relacionado ao planejamento da expansão do setor.

A utilização das projeções das empresas por parte do MME teve como objetivo central a organização do primeiro leilão de energia. Uma vez que isto se torne uma prática comum entende-se que será naturalmente incorporada pelo órgão regulador. Entretanto, no momento utilizar-se-á o mesmo procedimento adotado para as demais empresas. Isto é, a projeção do histórico e as particularidades de cada mercado local. Levando-se em consideração parâmetros de elasticidade do PIB regional, relativamente ao PIB nacional, bem como o crescimento do número de consumidores na área de concessão da empresa.

Depreciação

A LIGHT sugere que a depreciação a ser descontada, no cálculo do Xe, deve ser a contábil projetada, com base nos valores compatíveis com os cálculos tributários e dos investimentos líquidos estimados para o segundo período tarifário.

Entende-se que a depreciação contábil deva continuar sendo utilizada para efeito do cálculo da depreciação dos ativos (de geração e de distribuição). Neste item não se tem nada a acrescentar. Apenas que manter os procedimentos adotados para as demais Concessionárias.

Quanto a parte tributária, que se refere a um incremento de Imposto de Renda e de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido a recolher oriundo da defasagem do valor da quota de reintegração contábil (QRC) em relação a quota de reintegração regulatória (QRR), vide item 6.10 deste relatório.

Investimentos

A LIGHT solicita que seja disponibilizado memória de cálculo, a fim de verificar as parcelas referentes aos investimentos de subtransmissão e distribuição (expansão e reposição). A ANEEL atendeu o pleito da Concessionária.

Entretanto, vale ressaltar que no cálculo do fator Xe para o ano de 2004 serão revisitados todos os cálculos. Inclui-se neste procedimento a revisão detalhada de todos os investimentos da LIGHT. Assim, se por ventura, houver alguma discrepância esta será corrigida.

Quanto às taxas de crescimento das instalações utilizadas no modelo, é importante frisar que são em função do crescimento do mercado da Concessionária. Em não sendo compatíveis com as novas taxas de crescimento do mercado, poderão ser alteradas, desde que fundamentadas pela concessionária. Note-se que deverão ser revistas as taxas de crescimento do mercado da LIGHT, uma vez que na primeira aproximação para o componente Xe foram, notadamente, sub-avaliadas. Dentro das novas perspectivas de crescimento da economia brasileira essas taxas estão visivelmente defasadas, principalmente em razão do período de racionamento.

Quanto a não incorporação aos cálculos de componente Xe do valor dos investimentos associados à redução de perdas elétricas não técnicas, vale esclarecer que as perdas são matéria tratada e, já resolvida, na Empresa de Referência. Isto é, são admitidos custos e reconhecidos investimentos suficientes para o atendimento das metas de qualidade técnica exigidas pelo órgão regulador.

VI – COMENTÁRIOS SOBRE REESTRUTURAÇÃO TARIFÁRIA:

Comentário da ABRADÉE na AP 028/2003:

"É necessário proceder ao Reposicionamento das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD de modo que a receita com os Encargos de Uso da Rede de Distribuição equivalham à diferença entre a Receita Requerida e os custos de compra da energia entregue aos consumidores, visando garantir que a tarifa de energia (TE) realinhada gere receita igual a estes custos".

Resposta da ANEEL:

As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD foram calculadas no processo de revisão tarifária periódica segundo o disposto na Resolução ANEEL n° 152, de 03 de abril de 2003, de forma que a receita com a cobrança da TUSD corresponda aos custos associados à atividade de distribuição, assim como aos tributos e encargos de responsabilidade das unidades consumidoras, sejam elas livres ou cativas, conforme estabelecido na Resolução ANEEL n° 666, de 29 de novembro de 2002. Assim, o eventual aumento do número de consumidores livres não poderá onerar os consumidores cativos nem afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

VII – COMENTÁRIOS SOBRE TRIBUTOS:

VII.1 – Sobre a incorporação da CPMF na Receita Requerida:

Comentário da ABRADÉE na AP 028/2003:

"Incluir os custos da Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira - CPMF, criada pelas ECs 12/96 e 21/99, tendo em vista que os mesmos configuram custo do fornecimento de energia elétrica. Propõe-se que seja considerada a incidência de uma única vez da referida contribuição sobre a receita bruta da empresa (incluindo o ICMS)".

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"... independentemente do fato de a CPMF ser um tributo, essa contribuição é um custo inerente à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica e, portanto, deve ser levada em consideração para fins de Revisão Tarifária Periódica, conforme determina a Quinta Subcáusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da LIGHT".

Resposta da ANEEL:

Não se considerou a CPMF na Receita Requerida em virtude do entendimento da Procuradoria Geral da ANEEL, expresso no Parecer nº 144/2000-PGE/ANEEL, de 10 de julho de 2000, disponibilizado para as concessionárias distribuidoras.

VII.2 – Sobre o cálculo do PIS/COFINS e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) na Receita Requerida:

Comentário da ABRADÉE na AP 028/2003:

"Efetuar o cálculo do PIS utilizando a alíquota atual de 1,65% sobre a Receita Bruta da Concessionária (incluindo o ICMS), compensada pelo crédito do PIS nos principais itens de despesa, tais como: Energia Comprada, Uso da Rede Básica e Aluguéis".

"Calcular o valor de 1% da receita anual de distribuição de energia, a título de Pesquisa e Desenvolvimento, sobre a Receita Requerida líquida de ICMS".

Comentário da LIGHT na AP 028/2003:

"Na Nota Técnica N° 188/2003 SER/ANEEL a ANEEL só informa o valor de R\$ 261.551.052,44 para os tributos, os quais são considerados na Receita Requerida da LIGHT. Por tal motivo, solicitamos à ANEEL que nos disponibilize a memória de cálculo e os valores de cada um dos componentes utilizados para o cálculo".

Resposta da ANEEL:

Os comentários referem-se a três questões distintas: i) a forma de calcular o PIS/COFINS sobre a Receita Requerida com o ICMS integrando a base de cálculo; ii) a incorporação do montante relativo a P&D como base para o cálculo dos tributos; e iii) a consideração da nova alíquota do PIS de 1,65%, juntamente com o mecanismo de compensação de crédito do tributo na aquisição de insumos, conforme estabelece a Lei nº 10.647/2002.

Sobre a primeira e a segunda questão, a ANEEL esclarece que para o cálculo do PIS/PASEP & COFINS e P&D sobre a Receita Requerida foi considerado o ICMS na base de cálculo, conforme expresso a seguir.

Pode-se estimar a alíquota média de ICMS (ICMS%) a partir da relação entre a Receita de Fornecimento e Suprimento Bruta (RFSB) e o montante de ICMS recolhido (ICMS):

$$ICMS = RFSB * ICMS\% \quad (1)$$

Como a RFSB já contém ICMS, conclui-se que o ICMS% é aplicado "por dentro" sobre a Receita de Fornecimento e Suprimento líquida de ICMS (RFS), ou seja:

$$ICMS\% = \frac{ICMS}{RFSB} = \frac{ICMS}{RFS + ICMS}$$

$$ICMS\% = \frac{1}{\left(\frac{RFS}{ICMS} + 1\right)}$$

$$ICMS\% * \frac{RFS}{ICMS} + ICMS\% = 1$$

$$\frac{RFS}{ICMS} = \frac{1 - ICMS\%}{ICMS\%}$$

$$ICMS = RFS * \frac{ICMS\%}{1 - ICMS\%} \quad (2)$$

A equação (2) apresenta objetivamente o resultado no cálculo do montante de ICMS recolhido da expressão "por dentro" utilizada quando do estabelecimento de determinados tributos. A equação (3), onde *RT* é o índice de reposicionamento tarifário, apresenta o cálculo do ICMS incluído na Receita de Fornecimento e Suprimento Reposicionada:

$$ICMS = (RFS * RT) * \frac{ICMS\%}{1 - ICMS\%} \quad (3)$$

Para o cálculo do ICMS na equação (3) faz-se necessário conhecer a RFS, que inclui o montante de PIS/PASEP & COFINS que, por sua vez, incide sobre uma base de cálculo que inclui o ICMS, ou

seja, existe uma "circularidade" no cálculo destes montantes. Traduzindo isso "matematicamente" tem-se que:

$$(PIS / PASEP \& COFINS) = (RFS + ICMS) * 3,65\% \quad (4)$$

Como a alíquota do PIS/PASEP & COFINS (3,65%) é aplicada sobre uma receita (RFS) que já contém o montante de PIS/PASEP & COFINS é facilmente demonstrável que esses encargos também são "por dentro". Entendendo agora RFS como Receita de Fornecimento e Suprimento líquida de ICMS e PIS/PASEP & COFINS, tem-se:

$$(PIS / PASEP \& COFINS) = (RFS * RT + ICMS) * \frac{3,65\%}{1 - 3,65\%} \quad (5)$$

Para se estabelecer os montantes de ICMS e PIS/PASEP & COFINS será preciso resolver as equações (3) e (5). Contudo a solução do problema se torna impossível, pois existem 3 (três) incógnitas nessas duas equações:

- Montante de PIS / PASEP & COFINS;
- Montante de ICMS;
- Índice de reposicionamento tarifário (RT).

A solução desse sistema requer a eliminação de uma das incógnitas. No cálculo do reposicionamento (RT) tarifário a Receita Requerida contempla o PIS/PASEP & COFINS. No entanto, pode-se modificar o cálculo do RT de forma a reposicionar momentaneamente a Receita de Fornecimento e Suprimento sem esse montante, posteriormente ele será adicionado Receita Requerida, ou seja:

Sendo:

RFS = Receita de Fornecimento e Suprimento líquida de ICMS e PIS/PASEP & COFINS;

RS = Receita de Suprimento;

RR = Receita Requerida;

REC = Receita Extra-concessão;

OR = Outras Receitas,

tem-se que:

$$RR_{liq} = RR - (PIS / PASEP \& COFINS)$$

$$RFS = RF + RS - (PIS / PASEP \& COFINS)$$

$$RT_{liq} = \frac{(RR_{liq} - REC - OR)}{RFS} \quad (6)$$

Reescrevendo as equações 3 e 5 tem-se:

$$\left\{ \begin{array}{l} ICMS = (RFS * RT_{liq} + PIS / PASEP \& COFINS) * \frac{ICMS\%}{1 - ICMS\%} \\ (PIS / PASEP \& COFINS) = (RFS * RT_{liq} + ICMS) * \frac{3,65\%}{1 - 3,65\%} \end{array} \right.$$

A solução desse sistema de equações permite que o montante de PIS/PASEP & COFINS estabelecido sobre a Receita Requerida seja calculado com o ICMS integrando a base de cálculo, tal qual realizado pela ANEEL no cálculo da Receita Requerida.

Analisando conceitualmente o processo de cálculo da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (TFSEE) e do montante de P&D, observa-se que a questão da "circularidade" também ocorre nestes casos. Sobre a incorporação do montante relativo a P&D como base para o cálculo dos tributos, observa-se que o sistema de equações anterior não contempla esse problema. Para considerar a "circularidade" entre PIS/COFINS, ICMS, TFSEE e P&D é necessário inserir duas equações adicionais no sistema anterior. Entendendo agora RFS como Receita de Fornecimento e Suprimento líquida de ICMS, PIS/PASEP & COFINS, TFSEE e P&D tem-se conforme segue:

$$\left\{ \begin{array}{l} PIS / PASEP \& COFINS = (RFS * RT_{liq} + TFSEE + P \& D + ICMS) * \frac{3,65\%}{1 - 3,65\%} \\ ICMS = (RFS * RT_{liq} + (PIS / PASEP \& COFINS) + TFSEE + P \& D) * \frac{ICMS\%}{1 - ICMS\%} \\ TFSEE = (RFS * RT_{liq} + (PIS / PASEP \& COFINS) + P \& D + ICMS) * \frac{TFSEE\%}{1 - TFSEE\%} \\ P \& D = (RFS * RT_{liq} + (PIS / PASEP \& COFINS) + TFSEE + ICMS) * \frac{P \& D\%}{1 - P \& D\%} \end{array} \right.$$

A solução desse sistema de equações permite que os montantes de PIS/PASEP & COFINS, TFSEE e P&D estabelecidos sobre a Receita Requerida sejam calculados com o ICMS integrando a base de cálculo, tal qual realizado atualmente pela ANEEL no cálculo da Receita Requerida.

Sobre a terceira questão, qual seja, de se considerar os efeitos financeiros trazidos pela Lei nº 10.647/2002, a ANEEL esclarece que:

Até o advento das Leis n.º 10.637/2002, n.º 10.833/03 e n.º 10.865/04, o Programa de Integração Social – PIS e a Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social - COFINS eram cumulativas, tendo por alíquota 0,65% e 3,00% respectivamente, sendo que tais tributos eram incluídos nas tarifas de energia elétrica. Após a edição das citadas Leis, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6% respectivamente e passaram a ser não cumulativas, ensejando desconto de créditos sobre o valor apurado, o que não permite mais a simples inclusão das alíquotas dessas contribuições no cálculo das tarifas de energia elétrica.

Nesse contexto, com base no Parecer nº 324/2004-PF/ANEEL, a ANEEL propôs no âmbito da AP 045/2004 – relativo ao aprimoramento do modelo de aditivo aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica - de que as tarifas de energia elétrica fossem homologadas sem o efeito do PIS e da COFINS, a exemplo do que hoje é feito com o ICMS. Essa proposta que foi aprovada e que fará parte de aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, evita práticas invasivas por parte do Regulador em matéria de competência de outros órgãos públicos ou na própria gestão tributária dos concessionários. Adicionalmente, ao se estender ao PIS e COFINS o mesmo tratamento conferido ao ICMS, a sociedade poderá ter mais acesso a informações nas faturas de energia elétrica, o que confere maior efetividade ao direito do consumidor de receber informações claras e adequadas sobre os custos que compõem o serviço de distribuição de energia elétrica. Desta forma, a ANEEL não mais mensurará ou analisará previamente comportamentos adotados pelos concessionários no trato de suas obrigações tributárias, para conferir repasse tarifário à composição de suas receitas. Porém, o Regulador não poderá deixar de acompanhar e validar todas as práticas que regem a nova sistemática desses tributos, já que passam a ter repercussão direta no valor a ser despendido pelos consumidores no pagamento das faturas de energia elétrica. Não há dúvidas de que PIS e COFINS integram o preço final a ser pago pelos consumidores do serviço público de energia elétrica. Assim, a ANEEL, pelas razões expostas, deixará de incluí-los nas tarifas que homologa, e as concessionárias de distribuição incluirão, além do ICMS, parcela relativa ao PIS e COFINS no preço final a ser pago por seus consumidores.

Quanto aos valores de PIS e COFINS, sem cobertura tarifária pagos pelas Concessionárias de distribuição ao Tesouro Nacional, o denominado passivo de PIS e COFINS, serão atualizados monetariamente e, depois de validados, recuperados nos reajustes e revisões que ocorrerem a partir de 1º de outubro de 2004. Nesse sentido, são encaminhadas às Concessionárias planilhas para apuração dos valores adicionais já pagos, referentes a PIS e COFINS, de acordo com o cronograma contratual de reajuste e revisões tarifárias.

Por fim, a ANEEL emitirá ato específico estabelecendo os critérios e procedimentos para retirada da alíquota de 3,65% das tarifas de energia elétrica e para a inclusão pela concessionária da sua respectiva parcela de PIS e COFINS no preço final a ser pago por seus consumidores, além do ICMS.

Adicionalmente, para as concessionárias com reajuste tarifário anual a partir de 8 de abril de 2005, a ANEEL tem encaminhado Ofício detalhando os procedimentos a serem considerados em relação ao tratamento do PIS/PASEP e COFINS nas tarifas de energia elétrica, conforme texto reproduzido a seguir:

"Para incorporar determinações estabelecidas no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, a ANEEL submeteu em processo de audiência pública, AP nº 045/2004, proposta de aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica. Após colher contribuições e sugestões, a Agência aprovou modelo de aditivo ao contrato de concessão que entre as suas disposições está a de exclusão do PIS/PASEP e COFINS das tarifas de energia elétrica, a exemplo do que já ocorre com o ICMS.

Essa decisão de homologar tarifas sem o efeito do PIS/PASEP e COFINS, bem como do ICMS, evita práticas invasivas por parte do Regulador em matéria de competência de outros órgãos públicos ou na própria gestão da concessionária.

Considerando que as despesas efetivamente incorridas pela concessionária com PIS/PASEP e COFINS integram o valor final da energia elétrica a ser pago pelos consumidores do serviço público de distribuição de energia elétrica e considerando que a ANEEL deixará de incluí-las na tarifas que homologa, está Agência, em ato específico, autorizará essa concessionária a incluir, além do ICMS, o PIS/PASEP e COFINS no valor final da energia elétrica.

Nesse contexto, o Regulador fará constar da próxima Resolução Homologatória das tarifas de energia elétrica dessa concessionária as seguintes disposições:

- a) "fica a concessionária autorizada, a partir de 1º de julho de 2005, a repassar para o valor final da energia elétrica, a exemplo do ICMS, as despesas efetivamente incorridas pela concessionária, no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica, com o pagamento de PIS/PASEP e COFINS;*
- b) o repasse de que trata o item a) será feito a partir das tarifas de energia elétrica as quais não incluem PIS/PASEP, COFINS e ICMS;*
- c) em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva de PIS/PASEP e de COFINS e da defasagem entre o valor pago e o valor repassado de PIS/PASEP e COFINS para o valor final da energia elétrica, a concessionária poderá compensar essas eventuais diferenças no valor final da energia elétrica do mês subsequente; e*
- d) eventuais diferenças com relação ao passivo de PIS/PASEP e COFINS, já repassados para as tarifas de energia elétrica, que possam surgir em função da interpretação da relação de itens que geram créditos para serem compensados na base tributária, por manifestação da Secretaria da Receita Federal, serão implementadas pela ANEEL no próximo reajuste tarifário, enquanto que as eventuais diferenças com relação ao repasse feito pela concessionária serão ajustadas pela mesma de acordo com o mecanismo estabelecido no item c)."*

Desta forma, é entendimento da ANEEL que com essas disposições legais estará garantida a neutralidade no repasse das despesas efetivamente realizadas pela concessionária com o pagamento dos tributos PIS/PASEP e COFINS para o valor final da energia elétrica. Adicionalmente, cabe lembrar que a neutralidade no repasse dessas despesas tributárias está expressa no contrato de concessão e reafirmada no parecer da Procuradoria Federal da ANEEL e que motivou a decisão da Diretoria no tocante à aprovação do aditivo contratual e do tratamento da questão a ser dado nos próximos reajustes e revisões tarifárias."

VIII – OUTROS COMENTÁRIOS:

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003

“Estabelecer, para fins de modicidade tarifária, um percentual do lucro econômico das subsidiárias (lucro econômico: remuneração líquida para o acionista acima do Custo de Capital Próprio, calculado pelo método do CAPM e Risco Brasil da atividade geradora de receita)”.

Resposta da ANEEL:

O Anexo VI das Notas Técnicas referentes às revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras apresenta proposta para tratamento das receitas extra-concessão. O tema será reapresentado pela ANEEL em audiência pública específica.

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

“No momento da revisão tarifária periódica deve ser re-estabelecido o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. As cláusulas econômicas do contrato não podem sofrer alterações de forma unilateral”.

“O escalonamento do reposicionamento contraria as cláusulas econômicas do Contrato de Concessão e não têm respaldo legal. Uma eventual alteração das cláusulas econômicas do contrato só é admissível mediante processo de negociação entre as partes”.

Resposta da ANEEL:

Primeiramente, é importante esclarecer que a ANEEL está consciente de sua obrigação quanto à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no reposicionamento tarifário e de que as tarifas justas correspondentes a essa condição devem ser aplicadas independentemente do impacto econômico que isto possa trazer sobre os consumidores de energia elétrica. Conforme já exposto nas Notas Técnicas apresentadas nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição, a aplicação das tarifas justas resultantes da aplicação das metodologias adotadas nas revisões tarifárias é um direito da concessionária distribuidora que o Regulador respeitará estritamente. Em segundo lugar, a ANEEL ratifica que o método proposto – aplicação das tarifas em etapas – mantém inalterada a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada às tarifas estabelecidas no reposicionamento tarifário, já que a diferença entre estas tarifas e as tarifas resultantes da aplicação do índice de reajuste tarifário (IRT) será convertida em acréscimos à Parcela B da receita da concessionária em cada um dos reajustes tarifários anuais do próximo período tarifário, de modo que o fluxo de caixa da concessionária assegure-lhe uma taxa de retorno igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) estabelecido pela ANEEL na revisão tarifária periódica, de 11,26% real depois dos impostos. Portanto, está sendo respeitado o direito da concessionária ao equilíbrio econômico-financeiro.

Comentário da ABRADEE na AP 028/2003:

“É necessário que se busque um mecanismo que atenuie a carga financeira das concessionárias decorrente do mecanismo da CVA. Por um lado ele é benéfico ao equilíbrio das distribuidoras e dos consumidores, pois, para os primeiros garante a neutralidade dos custos não gerenciáveis, para os segundos possibilita a estabilidade de tarifas na periodicidade anual. Por outro lado esse mecanismo tem a desvantagem de depositar sobre as distribuidoras o ônus de financiar aos consumidores as variações de custo da parcela A, circunstância agravada e que agrava ainda mais a delicada

situação financeira dessas empresas. Já para os consumidores a desvantagem é ter que arcar, além do reajuste tarifário, com a reposição dessas variações e respectivos encargos financeiros”.

Mecanismo proposto : *“A partir da Revisão Tarifária, passar a aplicar a cada IRT o conceito de ano-teste futuro na definição dos montantes de encargos e compra de energia que seriam considerados nas tarifas. Esse procedimento equivale ao entendimento de que o valor da parcela A na Data de Reajuste em Processamento – DRP, no que se refere à energia comprada e encargos, é melhor refletido pela composição do conjunto de contratos realizados (ou a realizar) que estarão em vigor nos próximos 12 meses. Este procedimento, que pode ser aplicado sem rompimento do Contrato de Concessão, resultará numa significativa redução dos montantes a serem financiados pelas concessionárias aos consumidores. O mecanismo da CVA para compra de energia, proposto anteriormente, permanece necessário como forma de ajuste das projeções, porém, com volumes significativamente menores”.*

Resposta da ANEEL:

De acordo com o comando legal (Lei nº 10.848, de 15/03/04 e arts. 15, 27 e 32 do Decreto nº 5.163, de 30/07/04), a concessionária de distribuição deverá assinar aditivo ao contrato de concessão de distribuição para que possa ter direito a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica relativa a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída, de contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e de leilões de ajustes, conforme disposto no § 1º do art. 36 do Decreto nº 5.163/2004.

Visando atender ao comando legal de assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, a Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, estabeleceu a aplicação da denominada Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA para os custos de aquisição de energia elétrica. A aplicação deste dispositivo está condicionada à celebração dos aditivos aos Contratos de Concessão de Distribuição Energia Elétrica.

Entretanto, tal procedimento não pode ser aplicado na revisão tarifária periódica da LIGHT, uma vez que o comando legal foi posterior da data da revisão, e sim a partir do reajuste tarifário anual de novembro de 2005.