

*Manifestação da Light à
Nota Técnica nº 214/2003/SRE/ANEEL
para Consolidação da Metodologia de
Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária
Periódica de Concessionárias de
Distribuição de Energia Elétrica*

1 – Objetivo

O presente documento tem como objetivo expor as contribuições da Light a respeito da nota técnica 214/2003- SRE/ANEEL (“Consolidação da Metodologia de Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica”) objeto da Audiência Pública n. 043/2003, publicada pela ANEEL em novembro de 2003.

2 – Conteúdo

2.1 - Questões Gerais

- O Fator X deve ser fixo durante os intervalos entre as revisões periódicas e estabelecido exclusivamente no momento de cada revisão tarifária, conforme expressamente definido na sexta subcláusula da cláusula sexta do Contrato de Concessão da Light¹.

A variação do fator X entre revisões tarifárias, conforme proposto pela ANEEL, tem o intuito de diminuir os impactos dos desvios de cálculo da parcela X_e , resultantes de diferenças entre as projeções de mercado / investimentos estabelecidas pelo Regulador e os valores efetivamente verificados. Todavia, a variação do fator X distorce o conceito do regime tarifário de regulação por incentivos (preço-teto) cujo objetivo principal é estimular a diminuição dos custos médios das concessionárias ao permitir que as empresas retenham parte dos ganhos durante o intervalo entre revisões.

Paralelamente, a possibilidade de recálculo do fator X durante o período tarifário, além de não consolidar o processo de revisão tarifária, aumenta o risco regulatório por introduzir a negociação de passivos anteriores a cada processo de revisão periódica sujeita a influências de pressões exógenas ao processo técnico-econômico.

Isto posto, propõe-se que as previsões de mercado e de investimentos na determinação do fator X sejam apresentadas pelas respectivas concessionárias e homologadas, em pertinência e compatibilidade, durante o processo de Revisão Tarifária, pelo Regulador. Desta forma, a consistência entre os riscos e os benefícios do regime de regulação por incentivos é preservada e evita-se que o Fator X seja recalculado a cada ano, respeitando o contrato de concessão.

- A componente X_c , rotulada como “componente de qualidade”, deve ser excluída, pois, como já deixa claro seu próprio rótulo, não é compatível com os

¹ **Sexta Subcláusula** – “No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá o valor de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na quarta Subcláusula. Para os primeiros sete reajustes anuais, o valor de X será zero.”

objetivos de compartilhamento de produtividade que norteiam os conceitos do fator X.

Além disso, a utilização da componente Xc fere uma série de princípios jurídicos, dentre os quais destacam-se:

- a) A incidência de dupla penalização, uma vez que problemas de qualidade e continuidade do fornecimento, mensuradas pelos índices de DEC e FEC, são penalizados por multas, inclusive pagas diretamente ao consumidor; e
- b) O desvio de funcionalidade do índice pela criação de uma tendência a distorções nos futuros resultados dos IASC – Índice de Avaliação de Satisfação do Consumidor, influenciados pelo fato de que baixas avaliações resultam em reduções tarifárias, constituindo-se em conflito de interesses na medida em que elimina o princípio de neutralidade de que devem estar imbuídos os consumidores pesquisados.

Da mesma forma, o Contrato de Concessão das concessionárias de distribuição de energia elétrica não menciona qualquer controle de qualidade que se assemelhe à pesquisa do IASC.

A décima primeira subcláusula especifica que o conselho de consumidores deve funcionar como representante das diversas classes de consumidores voltado para orientação, análise e avaliação dos serviços e da qualidade do atendimento prestado pela concessionária. Assim, não há no contrato de concessão menção a qualquer tipo de avaliação direta dos consumidores.

Cabe, ainda, ressaltar que os argumentos apresentados pela ANEEL referentes às experiências internacionais de incorporar a percepção dos clientes nos processos de revisão tarifária são bastante questionáveis por se referirem a arcabouços regulatório e contratual diferentes do vigente no Brasil.

Dessa forma, sugere-se a exclusão da componente Xc do cálculo do Fator X a ser aplicado à Parcela B das concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

- A componente Xa deve ser eliminada da fórmula de cálculo do Fator-X, por não representar ganho de eficiência da empresa.

Além disso, e até mais importante, a utilização de índices de inflação diferentes para corrigir partes da parcela B da receita da concessionária não é prevista no contrato de concessão ou em qualquer outro dispositivo a ele relacionado.

Assim, a implícita substituição do IGP-M por índice diferente daquele celebrado no próprio Contrato de Concessão, mesmo que aplicado a parte da Parcela B, define o rompimento unilateral do mesmo e, por isso, consideramos inaceitável a aplicação do Fator Xa.

É importante salientar que não há interesse em ganhos extraordinários decorrentes de diferenças de índices inflacionários, mas de manter a coerência e solidez do Contrato de Concessão, evitando avaliações e críticas casuísticas.

Por exemplo, é certo que as eventuais diferenças na evolução dos indicadores de inflação são geradas por questões alheias à operação do setor elétrico, em particular de distribuição de energia elétrica (Parcela B), cujas tarifas afetam apenas marginalmente o desempenho da economia como um todo.

Finalmente e apenas a título de ilustração, lembramos que, atualmente, a variação anual do IPCA e do INPC supera a do IGP-M e, conseqüentemente, eventuais ajustes poderão exacerbar as críticas dos consumidores quanto aos índices utilizados.

Assim sendo, propõe-se que não haja alteração nos contratos de concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica e que o componente Xa não seja considerado para o cálculo do Fator X.

2.2 - Questões Metodológicas

2.2.1 - Cálculo do capital de giro

Conforme estabelecido pela Nota Técnica ANEEL N.º 214/2003, o componente de produtividade – Fator Xe, é determinado de acordo com o modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que leva em consideração dados de entrada (inputs) para a realização das projeções físicas.

Com base na fórmula constante na NT 214/2003 para o cálculo da tarifa média de reposicionamento tarifário, integrante da determinação da componente Xe, verifica-se que tanto o capital de giro quanto a BRR são parâmetros determinantes da tarifa média do reposicionamento tarifário.

O principal item da BRR de uma distribuidora de energia elétrica, de acordo com a Resolução ANEEL n.º 493/2002, é o conjunto de ativos imobilizados em serviço reavaliados, ou seja, ativos operacionais em uso que têm como objetivo primordial o atendimento dos consumidores da área de concessão. Dessa forma, os demais itens que irão compor a BRR também devem ser de caráter estritamente operacional.

Nessa linha, sugere-se que o valor do Capital de Giro seja calculado de acordo com a diferença entre o Ativo Circulante Operacional – ACO e o Passivo Circulante Operacional – PCO conforme especificado abaixo:

- O ACO inclui todos os ativos circulantes utilizados e/ou necessários para a realização das atividades operacionais de um negócio, incluindo um saldo de caixa mínimo (excluídos títulos negociáveis), contas a receber e estoques;
- O PCO inclui apenas contas a pagar, despesas provisionadas e outras contas operacionais a pagar

2.2.2 - Inadimplência

Com relação à questão da inadimplência, cabe ressaltar que a tarifa reposicionada sobre a qual se aplicará o Fator X, considera um nível de inadimplência regulatório bastante diferente daquele que se verifica na prática. Além disso, em diversos expedientes apresentados durante o processo de revisão tarifária, a Light buscou demonstrar a existência de diversos custos operacionais adicionais destinados ao combate dessa inadimplência, não devidamente refletidos nos custos reconhecidos pela Empresa de Referência. Dessa forma, entendemos que se há uma expectativa de que se transfiram aos consumidores os benefícios de reduzidos níveis de inadimplência, não há como se ignorar, em contrapartida, os custos adicionais necessários para atingi-los, melhor equilibrando a alocação de ônus e bônus associados a essa questão.

Apenas a título de ilustração do peso dessas questões, se fosse considerada uma trajetória de redução de inadimplência a partir dos níveis atuais (3,8%) e não 0,5% como empregado no cálculo do reposicionamento tarifário, o valor final resultante do cálculo do Fator X da Light seria afetado por algo da ordem de +5 pontos percentuais, tornando-o positivo ao invés de negativo.

Finalmente, cabe lembrar que a própria filosofia empregada pela Empresa de Referência, cujo mérito aqui não se discute, desconsidera custos associados a atividades como corte e religação de clientes, indiscutivelmente ferramentas de controle da inadimplência, sob o argumento de que tais serviços são passíveis de taxaço. Ocorre que as taxas de serviço encontram-se extremamente defasadas de seus custos, implicando em ônus assumido exclusivamente pela concessionária.

Assim sendo, propõe-se que seja considerado o real índice de inadimplência de cada concessionária de distribuição de energia, tanto no momento do reposicionamento tarifário quanto no cálculo do componente de produtividade do Fator X.

2.2.3 - Imposto sobre o lucro – depreciação contábil vs. quota de reintegração regulatória

Conforme argumentado durante o processo de revisão tarifária desta empresa, 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 exigido pela legislação atual.

Dessa forma, na estimação do Fator X deve-se considerar a taxa de depreciação contábil em detrimento da quota de reintegração regulatória, quando da projeção do fluxo de caixa para o segundo período tarifário.

2.2.4 - Consideração da variação de custos e da inflação

O reposicionamento tarifário promovido por ocasião dos processos de Revisão Tarifária, tomou o início do ano-teste como referência para determinação de todos os itens de despesa e para a base de ativos. Por outro lado a receita verificada tomou como base o mercado previsto para todo o Ano-Teste, considerando, inclusive, seu crescimento. Assim, não se considera o aumento das despesas decorrente do crescimento do mercado e, também, da inflação que ocorra ao longo do ano.

Conforme citado anteriormente, a Nota Técnica 214/2003 propõe solução que se baseia no recálculo do Fator X ao final do período entre duas revisões, o que, naturalmente, não permite o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão durante o citado período tarifário, podendo levar concessionárias a arcar com déficits de resultado por períodos de até cinco anos.

Entendemos que, além de corrigir a imperfeição imposta no processo de determinação do reposicionamento tarifário, agregando-se à necessidade de receita os impactos associados à expectativa de variação de custos/ativos ao longo do ano-teste (seja por crescimento de mercado, seja por efeito de inflação), deva ser implementado mecanismo capaz de compensar, pela aplicação de adicional temporário, a cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária, os desvios que possam vir a ocorrer em decorrência da diferença entre os parâmetros utilizados no cálculo da tarifa e os efetivamente observados ao longo de cada ano tarifário, a exemplo do que hoje se pratica para variações dos itens componentes da Parcela A, através da CVA.

2.3 – Questões Específicas

A utilização de modelos genéricos para a prospecção de investimentos necessários ao provimento de condições técnicas adequadas ao atendimento da carga instalada, por definição, não consegue internalizar as diversas especificidades das concessionárias de distribuição.

De maneira a exemplificar as possíveis distorções resultantes desses modelos, segue adiante, aquelas de maior relevância para o caso específico da Light:

2.3.1 – Geração Própria

No caso específico da Light, as usinas do parque gerador são tratadas segundo o mesmo contrato de concessão e foram objetos de avaliação, sob o aspecto de custos e de remuneração de capital, por ocasião da respectiva Revisão Tarifária.

A despeito de questionamentos que ainda possamos fazer a respeito da metodologia empregada, o valor da Parcela B que resultou do processo de

Revisão Tarifária refere-se à soma dos custos associados às atividades de distribuição e de geração desenvolvidas pela Empresa. Cada uma dessas atividades teve seus custos definidos segundo a metodologia empregada pela ANEEL, impondo-lhes os limites de eficiência que já estão associados ao conceito de Empresa de Referência, no que diz respeito aos custos operacionais, e a ativos reavaliados segundo a metodologia contemplada pela Resolução 493/2002.

Assim, de forma indistinta, geração e distribuição iniciam o período tarifário com receitas que refletem um valor de Parcela B já considerado eficiente no cálculo da Empresa de Referência, restando contemplar, pela aplicação do Fator X, em particular pela avaliação do Fluxo de Caixa Descontado que é proposta para a determinação da componente Xe, os ganhos de escala que poderão se realizar até a próxima Revisão Tarifária.

Ocorre que, segundo essa visão, o parque gerador que é aqui tratado não deverá sofrer ao longo do período tarifário, qualquer natureza de intervenção que lhe propicie variações, para maior ou para menor, da energia produzida e, em decorrência, não há qualquer tipo de ganho de produtividade que se possa realizar por efeito de escala do negócio. Qualquer variação de mercado de distribuição prevista para o período deverá ser atendida por novos contratos de compra de energia a serem firmados pela empresa e, de acordo com regulamentação específica, irão compor a Parcela A da receita de fornecimento da Light, imune à aplicação do Fator X.

Dessa forma, para que se mantenha a coerência com os princípios de compartilhamento de ganhos de produtividade, entendemos que o Fator X da Light deva ser calculado exclusivamente com os itens da Parcela B que se referem à distribuição de energia, eliminando-se qualquer influência associada a seu parque gerador. Deve-se observar que o resultado do mesmo tenha efeito, a cada reajuste tarifário anual, apenas sobre montante de Parcela B associado à distribuição e não à sua totalidade, Assim, o índice calculado pela aplicação da metodologia do fluxo de caixa descontado (FDC) somente à atividade de distribuição deverá ser ajustado antes de aplicá-lo sobre o total da Parcela B, a qual é composta pelos custos da atividade de distribuição e de geração própria além dos tributos federais e encargos de P&D. Logo, propomos que o ajuste seja dado pela fórmula abaixo.

$$X = X^D \cdot \frac{RPD}{VPB}$$

onde:

X – número índice, definido no contrato de concessão, que deve ser acrescido ou subtraído ao IGPM nos reajustes tarifários subsequentes

X^D – valor de X calculado somente com FDC da atividade de distribuição de energia elétrica

RPD – receita pelo serviço distribuição de energia elétrica obtida na modelagem FDC

VPB – valor da parcela B obtida no processo de reposicionamento tarifário

2.3.2 - Distribuição

Com base nas características específicas da área de concessão da Light, relacionamos, a seguir, os itens mais relevantes das atividades de distribuição, aparentemente, não contemplados no modelo de planejamento apresentado pela ANEEL.

a – Expansão da Rede Subterrânea Reticulada

A Light possui a maior rede subterrânea da América Latina, que responde por cerca de 20% de sua demanda em baixa tensão e atende à região mais densamente ocupada da cidade do Rio de Janeiro. Além da configuração radial convencional, esta rede possui 25 sistemas de secundário reticulado, com demanda total aproximada de 450 MW, cuja principal característica é a grande confiabilidade de fornecimento, imune a interrupções transitórias e capaz de sustentar até duas contingências simultâneas na transformação e rede de média tensão.

Em razão dessas características, únicas no setor elétrico brasileiro, as áreas atendidas por esses sistemas reticulados requerem condições bastante diferenciadas daquelas certamente utilizadas no modelo, tanto no que se refere aos custos de manutenção das instalações, quanto aos investimentos para expansão da capacidade das redes associadas, estes últimos decorrentes da necessidade de provimento de redundância ativa dupla, que resulta em acréscimo médio de 25% em relação aos demais sistemas.

b – Combate a Perdas Não Técnicas

As características sociológicas de grande número de comunidades de baixa renda dispersas por toda nossa área de concessão, cuja cultura permissiva em relação a fraudes, consolidada ao longo do tempo, contaminou diversas outras comunidades, exigindo alterações custosas dos padrões técnicos adotados, tendo em vista a prevenção do crescimento contínuo dos índices de perdas, tais como:

- uso disseminado de redes aéreas secundárias multiplexadas com derivações através de caixas fechadas para prevenção do acesso físico a essas redes.
- utilização de medição secundária externa instalada nos postes da concessionária, que passa a incorporar os custos das caixas de medição, disjuntores e demais acessórios;
- generalização do emprego de medição externa encapsulada para os clientes de média tensão, cujo custo é substancialmente superior aos padrões tradicionalmente adotados em nível nacional; e
- implementação de ampla campanha de combate/redução de perdas não técnicas, programa que contempla a normalização de novas áreas, a exteriorização de medidores, bem como a manutenção de áreas já regularizadas.