



**GRUPO VI  
GRUPO DE ESTUDO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA - GME**

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS E PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DA METODOLOGIA DO FATOR-X  
APLICADA ÀS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VERTICALIZADAS**

**Marco Antonio de Paiva Delgado\* Paulo Batista de Morais**

**LIGHT Serviços de Eletricidade S.A**

**RESUMO**

A análise crítica desse trabalho parte da interpretação da metodologia homologada pela ANEEL para o cálculo do Fator X e consolida-se nos resultados de simulações obtidas, conforme os pressupostos, definições e convenções da respectiva metodologia. Mediante a posse dessas simulações, efetuadas para concessionárias selecionadas de distribuição de energia elétrica detentoras de geração própria, constata-se que a metodologia homologada superestima o real potencial de ganhos de escala desse tipo de concessionária verticalizada. Com efeito, o Fator-X calculado pelo método vigente afetará negativamente o equilíbrio econômico-financeiro desse tipo de concessionária, pois as tarifas de energia elétrica serão atualizadas anualmente considerando reduções artificiais de custos médios e, até mesmo, inatingíveis. Por fim, com o intuito de mitigar os desvios identificados são apresentadas sugestões para o aprimoramento do marco regulamentar vigente que buscam concatenar os objetivos de manter viabilidade econômica e financeira da atividade de distribuição e oferecer qualidade e modicidade tarifária aos consumidores de energia elétrica.

**PALAVRAS-CHAVE**

Regulação Econômica, Revisão Tarifária, Economia de Escala.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

As chamadas indústrias de rede, dentre elas a de distribuição de energia elétrica, são normalmente definidas pela teoria econômica como atividade de “monopólio natural” que, por sua vez, é definido pela contínua redução dos custos marginais de produção, e conseqüentemente dos custos médios, em função dos ganhos de escalas<sup>1</sup>. Todavia, se não houver regulação econômica eficiente neste mercado, por definição, não competitivo as reduções de custos médios deverão ser apropriadas pela empresa, gerando lucros extraordinários. Inspirada na experiência internacional, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL implementou, com razoável solidez, metodologia de mensuração do Fator X para as concessionárias de distribuição de energia elétrica que tem por objetivo compartilhar ganhos de escala como os usuários do serviço. Nestas condições, o Fator-X opera como um redutor do índice de inflação aplicado anualmente nos reajustes das tarifas das respectivas concessionárias. Contudo, verificam-se alguns casos omissos na regulamentação vigente. Sabendo-se que metodologia do Fator X foi conceitualmente pautada e operacionalmente parametrizada pelas características da indústria de rede de distribuição de energia elétrica, a aplicação direta desta em distribuidoras verticalizadas, isto é, com geração própria, acarreta um conjunto de distorções que deturpa a finalidade original do método ao comprometer o

<sup>1</sup> Antagonicamente, no mercado perfeitamente competitivo, a partir de determinado nível de utilização da capacidade instalada há o crescimento dos custos marginais e médios.

equilíbrio econômico-financeiro deste tipo concessionária. Eis contexto que motiva a presente análise. O objetivo, então, é especificar a ocorrência, avaliar os impactos quantitativos e apresentar proposta de equalização.

## 2.0 - CONTEXTO REGULATÓRIO

### 2.1 Princípios teóricos

Os serviços de utilidade pública são tacitamente grupados pela necessidade de acesso da população aos respectivos serviços e pelo fato de que sua adequada infra-estrutura e expansão são condicionantes do crescimento das mais diversas áreas produtivas, ou seja, da economia. Cabe salientar que a necessidade de acesso aos serviços pela população se dá pela utilidade que esses proporcionam no cotidiano da sociedade como, por exemplo, a facilidade de deslocamento por um sistema de transporte eficiente, conforto pela disponibilidade de energia através de seus usos finais, comunicação e etc. Esses serviços não são condições básicas de existência como saúde e alimentação, mas são condições básicas para a inserção dos indivíduos na sociedade. Não ter acesso a esses serviços é estar à margem da sociedade.

O início da discussão teórica a respeito das características econômicas dos serviços de utilidade pública remonta às primeiras décadas do século XX. Essencialmente, os conceitos de "interesse público" inerentes a essas atividades e a característica econômica de "monopólio natural" definiam as atividades grupadas nos serviços de utilidade pública (1). Considerando-se que, economicamente, a atividade deveria ser exercida apenas por um agente e que o respectivo serviço era de baixa elasticidade preço-consumo, fundamenta-se a necessidade de regulamentação da prestação dos respectivos serviços. Assim, a regulamentação - tanto técnica, quanto econômica - exercida pelo governo tinha como meta garantir a quantidade e a qualidade desses serviços à sociedade, mas ao "preço justo".

A intervenção direta do governo em uma economia de mercado deve se restringir aos serviços que não sejam uma atividade econômica produtiva, como por exemplo, segurança externa, justiça, coleta de impostos, policiamento, etc. As atividades de serviço de utilidade pública que sejam uma atividade econômica produtiva devem ser prestadas por concessão, pois têm condições de autofinanciamento, desobrigando o erário público. Nessas condições, deve-se buscar o equilíbrio entre o preço que possa tornar esse serviço o mais acessível possível sem torná-lo inviável economicamente, ou melhor, mantendo-o como atividade econômica produtiva auto-sustentável.

Assim, a regulamentação econômica pelo chamado "custo do serviço" é o regime tradicionalmente utilizado quando o serviço de utilidade pública é exercido por concessão. Basicamente, faz com que o preço pelo seu uso possa cobrir os custos operacionais, bem como garantir que os investimentos realizados para a correta prestação dos serviços tenham uma taxa de retorno atrativa ao investidor/concessionário.

Segundo Pires e Piccinini (2), o princípio do custo do serviço generalizou-se a partir da experiência americana no final do século XIX. Nos outros países, a prática era a intervenção direta do governo sobre as respectivas atividades não clamando, assim, pela necessidade de regulação. Apesar de algebricamente simples, a estimação do correto custo do serviço dependia da determinação da taxa de remuneração adequada, bem como da mensuração da real base de remuneração a ser aplicada a ela. Economicamente, a taxa de remuneração deve ser determinada pelo custo de oportunidade em atividades de riscos equivalentes, pois empiricamente "quanto maior o risco, maior deverá ser o prêmio aos que se aventuram, haja vista o potencial de perda". Nos EUA, essa taxa é negociada entre o regular e as concessionárias buscando-se adotar os princípios de "razoabilidade". O processo é público, normalmente, de longa duração (2). No Brasil, como em outros países com cultura jurídica diferente, mas principalmente pela tradição na operação dos monopólios naturais, a taxa de remuneração era fixada por lei.

Considerando-se países com histórico inflacionário de maior magnitude, a discussão sobre a taxa de remuneração torna-se secundária se comparada à determinação da base de remuneração que será aplicada à taxa. Nessas condições, os custos históricos não representam a real necessidade de remuneração para garantir as condições ideais de manutenção e expansão dos serviços. No passado a correta determinação dessa base sempre foi o ponto nevrálgico de toda discussão tarifária desde a extinção da "cláusula-ouro" no primeiro Governo de Vargas e a operacionalização do Código da Água até o fim da remuneração garantida com a publicação da Lei 8.631/93 (3). Os argumentos baseavam-se no fato de que esses instrumentos induziam à ineficiência econômica por não desenvolverem nenhum tipo de incentivo para o aumento da produtividade, resultando na elevação dos custos setoriais. Além disso, considerando-se uma razoável assimetria de informações entre o regulador e a concessionária, a última poderia manipular os dados de forma a obter lucros extraordinários. Por fim, existiria a possibilidade de se considerar o efeito "Averch-Johnson", ou seja, considerando o custo de capital inferior, a taxa de remuneração garantida, as empresas seriam estimuladas a "sobreinvestir" nos ativos do sistema, pressionando a base de remuneração e implicando no uso perdulário do parque instalado (2).

Como alternativa ao ciclo ineficiente da Regulação pelo Custo, a Regulação por Incentivo baseia-se no conceito de eficiência econômica seletiva. Nesse conceito, o equilíbrio econômico financeiro da concessionária, a partir de um nível de receita inicial, adequado à prestação do serviço à época, é mantido no decorrer do tempo. Para tanto, deve-se repassar às tarifas finais dos usuários as variações dos custos sobre os quais a concessionária de distribuição não tem administração, enquanto a parcela de receita relativa aos serviços que estejam sob sua gestão seja apenas atualizada nominalmente por um índice que reflita a inflação monetária.

A forma de operacionalizar essa premissa é segregar a receita da empresa em duas partes. A primeira relativa aos custos não-gerenciáveis, ou seja, aqueles em que a concessionária não tem poder de negociação (compras de energia reguladas e encargos setoriais), enquanto a parcela restante é relativa aos custos gerenciáveis pela empresa, ou seja, mão-de-obra, serviços de terceiros, material, depreciação e remuneração adequada dos ativos investidos e do capital de giro. Por conceito, sendo uma concessionária de distribuição de energia elétrica, lhe é garantido o repasse de toda a variação dos custos não-gerenciáveis para as tarifas de fornecimento com periodicidade determinada, no caso anual. A segunda parcela, os custos gerenciáveis, é atualizada nominalmente pela aplicação de um índice representativo da variação da inflação. A variação dos custos não gerenciáveis é auferida anualmente pela diferença entre as tarifas e encargos que vigoravam na data do reajuste anterior com os vigentes na data do reajuste em processo.

Todavia, o modelo que permeia a atual regulação econômica das atividades de monopólio natural - entre elas a distribuição de energia elétrica - baseia-se no incentivo à eficiência e não mais no custo do serviço da forma convencional. Pode-se observar que o conceito anterior permite que todo o ganho de produtividade, avanço tecnológico e outros sejam incorporados à remuneração da concessionária, diferente da concessão de um monopólio natural, em que a taxa de retorno deve ser controlada ou regulada pelo Poder Concedente. Assim, implementou-se o mecanismo de repasse desses ganhos de eficiência para a sociedade como um todo, ou melhor, para os usuários. O mecanismo, na verdade, é o chamado processo de revisão tarifária periódica segundo o qual será avaliado o real custo do serviço e a estimativa de futuros ganhos de produtividade. O chamado "Fator X" incide periodicamente sobre o cálculo do reajuste tarifário, conforme o contrato de concessão, sendo determinado pelo órgão regulador<sup>2</sup>. Nota-se que o Fator X incide apenas sobre custos gerenciáveis, isto é, sobre o "lucro bruto" que, em última análise, é a atividade de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Figura 1, a seguir, ilustra o conceito da regulação por incentivo através do preço-teto. No instante, "0" é determinado o nível de receita necessário a fim de garantir a remuneração adequada dos investimentos efetuados, bem como a expansão dos serviços na qualidade desejada e disciplinada por regulamentações específicas. A partir desse momento, esse nível de receita é reajustado anualmente pelo índice de inflação monetária, a fim de que o valor real do instante inicial seja preservado. Esse efeito pode ser verificado pela curva CSR - custo do serviço repassado - até a data "n" que seria a data de revisão tarifária periódica. A partir do momento inicial, a concessionária tem o "incentivo" para se tornar o mais eficiente possível na prestação física dos seus serviços, bem como para aumentar a produtividade, seja por alocação mais racional de seus recursos financeiros, por ganhos tecnológicos e pelos incrementos de escala de mercado. Estes efeitos estão representados na evolução da curva CSV. Assim, todo o ganho de produtividade obtido - ilustrado pelo aumento da taxa de retorno (TR) - é apropriado pela distribuidora até a data de revisão tarifária. Entretanto, no instante (n), será avaliado o nível de receita necessário para atender as condições eficientes de manutenção e operações da atividade de distribuição, bem como remunerar o capital investido por uma taxa de retorno considerada adequada ao risco do negócio. Este efeito pode ser percebido no ajuste do nível de receita ( $\Delta Rer$ ). Eis a eficiência econômica seletiva, permite-se um ganho extraordinário temporário, a fim de minimizar custos, posteriormente há o compartilhamento desse ganho com os usuários do monopólio. Concomitantemente, o Fator X será mensurado buscando-se minimizar os efeitos de sobre-lucro que possam ocorrer entre os períodos de revisão tarifária, ocasionados por contínuos ganhos de produtividade da concessionária. Em última análise, esse índice busca repartir, de forma contínua, com os usuários do monopólio, os ganhos de produtividade poderão ser obtidos pela concessionária, conforme ilustrado no perfil da curva CSR(X)

Cabe lembrar que uma das hipóteses de manter o Fator-X igual a zero, a partir da data de privatização até a data da primeira revisão tarifária, seria a necessidade de se gerar um sobre-lucro para as concessionárias para fazer face aos elevados investimentos que deveriam ser concretizados, haja vista o passivo de expansão deixado pelas ex-estatais. Note-se que a distribuidora terá um grande incentivo para tornar-se eficiente o mais rápido possível, pois abarcaria maior benefício com os ganhos de produtividade alcançados e, quanto mais eficiente, maior o repasse de produtividade para os usuários através dos processos de revisão tarifária.

<sup>2</sup> Teoricamente, ele pode ser tanto negativo, quanto positivo. Um índice positivo indicaria que a concessionária necessitaria de incremento de receita a fim de fazer face ao nível de novos investimentos superior ao comumente realizado, como por exemplo, a universalização dos serviços na área rural em curto prazo, conversão das redes aéreas existentes para subterrâneas antes da depreciação das mesmas etc.

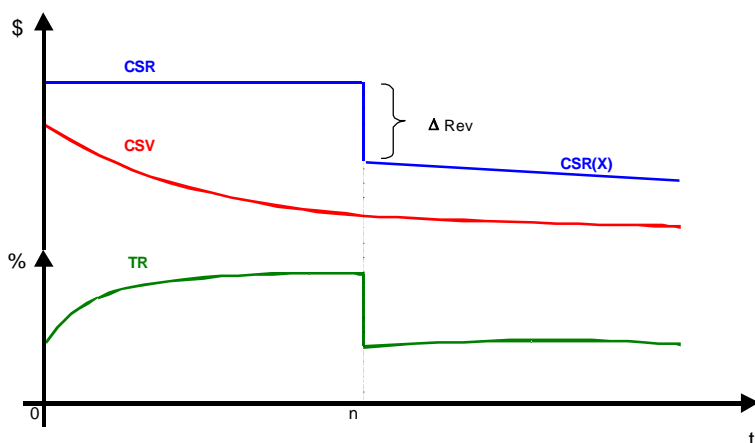


FIGURA 1 – Ilustração do processo de revisão tarifária

## 2.2 Marco regulamentar vigente

A primeira proposta para o cálculo do Fator-X para o ciclo de revisões tarifárias que se iniciaria a partir de 2003 foi apresentada na NT 362/02-SRE/ANEEL, no segundo semestre de 2002. Optava pelo método da Produtividade Total dos Fatores – PTF (4), porém com intuito de aferir a manutenção do equilíbrio regulatório econômico-financeiro da concessão, o Fator X resultante seria validado pelos resultados da adoção do método de Fluxo de Caixa Descontado - FDC. Quando das publicações das primeiras notas técnicas relativas aos processos de revisão tarifária de cada concessionária, a metodologia descrita era baseada apenas no método, até então, de “aferição”. Fato, aliás, que pode ser considerado razoável, pois se o método do FCD era o que validaria o resultado do método PTF, o primeiro seria, em última análise, o próprio método homologado. Assim, nos processos de revisão tarifária ordinária das concessionárias de distribuição subsequentes, a ANEEL empregou a metodologia descrita nas respectivas notas técnicas para determinação do Fator X, e que posteriormente fôra homologada, praticamente na íntegra, através da Resolução Normativa ANEEL n.º 055/2004

A metodologia de cálculo então homologada define o valor do Fator X pela composição de três componentes distintas. O componente  $X_e$  visa mensurar o respectivo ganho de escala da atividade econômica intrínseca do monopólio natural; o componente  $X_a$  almeja adequar o índice de inflação utilizado nos contratos de concessão para o reajuste anual das tarifas de tal forma que reflita o conteúdo e a variação de custos de mão-de-obra da economia formal; e o componente  $X_c$ , por sua vez, internaliza a percepção dos consumidores sobre a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica.

A formulação da componente  $X_e$ , baseada no FCD, seria a mais aderente ao princípio de definir a indústria de rede de distribuição de energia elétrica como monopólio natural, ou seja, ganhos crescentes de escala. Tem o mérito de internalizar e quantificar o ganho de escala do mercado que eleva a produtividade do capital imobilizado e que, por isso, deve ser compartilhado com os usuários desse monopólio, ou seja, os consumidores. Por outro lado, as componentes  $X_a$  e  $X_c$  carecem de base legal para suas respectivas aplicações. A primeira por ser um vetor que altera o índice de variação de inflação, sacramentado nos respectivos contratos de concessão, utilizado para atualizar anualmente a parcela de receita das distribuidoras que compõem as tarifas. A segunda por manifestar-se como dupla penalização, uma vez que problemas de qualidade e continuidade do fornecimento, mensuradas pelos índices de DEC e FEC, são penalizadas por multas, inclusive pagas diretamente ao consumidor. Quanto a esta última, componente  $X_c$ , caberia, ainda, perseverar que é equivocado o raciocínio de que a mesma teria natureza de “estímulo à eficiência” do serviço prestado pela concessionária. Não se pôde demonstrar, por mais idônea e especializada que seja a pesquisa, qualquer relação objetiva entre a opinião manifestada pelo consumidor na pesquisa que dá base para o Índice de ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC e a eficiência do serviço prestado. Além disso, com o decorrer do tempo, uma possível correlação tende a ser tornar inexistente, pois os futuros resultados do IASC deverão ser influenciados pela disseminação do fato de que baixas avaliações resultarão 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.

### 3.0 - CASO OMISSO: O CASO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO VERTICALIZADOS (GERAÇÃO-TRANSMISSÃO-DISTRIBUIÇÃO)

Como mencionado na seção anterior, a metodologia foi conceitualmente pautada e operacionalmente parametrizada pelas características da indústria de rede de distribuição de energia elétrica. O objetivo da Resolução Normativa ANEEL n.º 055/2004 é o de estabelecer “a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica”. Dessa forma, percebe-se que a metodologia descrita na Resolução Normativa ANEEL n.º 055/2004 está limitada à atividade de distribuição de energia elétrica.

Portanto, caberia ANEEL adequar a aplicação do Fator X para os contratos de concessão verticalizados (geração, transmissão e distribuição). Isso porque, a aplicação direta da metodologia do Fator X prevista na Resolução Normativa ANEEL n.º 055/2004, sem as devidas compatibilizações, sobre esse tipo de contrato de concessão acarreta um conjunto de distorções que deturpa a finalidade original do método ao comprometer o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Ocorre que o componente X<sub>e</sub> é inaplicável à atividade de geração de energia elétrica posto que objetiva capturar ganhos que não são afetos às respectivas características técnicas-econômicas da atividade, quais sejam: ganhos de escala decorrentes do crescimento de mercado e, conseqüentemente, ganhos de produtividade do capital investido.

Da mesma forma, a concessão do serviço público de geração de energia elétrica não é objeto da pesquisa IASC (destinada exclusivamente a obter a avaliação dos consumidores quanto à prestação dos serviços de distribuição), também não se aplicando a ela, portanto, o componente X<sub>c</sub>. Pelo método vigente, os impactos econômicos ocasionados pela componente X<sub>c</sub> atingem, também, a atividade de geração própria de energia elétrica. Esse efeito não ocorre nas distribuidoras desverticalizadas e nas empresas que atuam exclusivamente na atividade de geração de energia elétrica. Percebe-se, então, o tratamento não isonômico para atividades equivalentes, ou seja, entre a geração de energia elétrica desverticalizada e verticalizada. Ressalte-se, também, que é completamente inconsistente aplicar sobre as atividades de geração de energia elétrica resultados de avaliações de serviços obtidos apenas com os parâmetros compatíveis à atividade de distribuição.

Com relação ao componente X<sub>a</sub>, é necessário realçar que a impropriedade metodológica de permitir a sua incidência sobre o reajuste da receita da geração própria consiste no fato de que as estruturas de custos, segmentadas entre mão-de-obra e ativos, de uma empresa de distribuição de energia elétrica são completamente distintas de uma empresa de geração de energia elétrica. Cabe ainda ressaltar que a incidência do componente X<sub>a</sub> no reajuste da receita de geração, independente da sua quantificação, também configura hipótese de tratamento não isonômico entre concessionárias que desempenham a mesma atividade, neste caso a geração de energia elétrica.

### 4.0 - CASO EXPLÍCITO

#### 4.1 Proposta de aprimoramento

Mediante o exposto, para que se mantenha a coerência com os princípios de compartilhamento de ganhos de produtividade, o Fator X para concessionárias de distribuição detentoras de geração própria deve ser calculado exclusivamente com os itens da Parcela B (custos não-gerenciáveis) que se referem à distribuição de energia elétrica, eliminando-se qualquer influência associada a seu parque gerador. Com efeito, sugere-se segregar as parcelas de custos de remuneração sobre o capital, da depreciação e de custos operacionais da atividade de geração e calcular a componente X<sub>e</sub>, exclusivamente associada à atividade de distribuição de energia elétrica.

Feito isto, para a aplicação do Fator X no cálculo do reajuste tarifário anual deverá ser observado o tratamento isonômico da geração própria com as demais atividades de geração reguladas, ou seja, considerando-a como parcela A deve ter tratamento lastreado pelo VN competitivo. De forma análoga, deve-se observar que a receita para o pagamento de tributos alocada na parcela B não deve sofrer influência dos demais componentes da metodologia homologada do Fator X, especificamente, X<sub>a</sub> e X<sub>c</sub>. Itens como variações dos custos das compras de energia e dos encargos setoriais são mais relevantes nos impactos dos tributos sobre a receita.

Isto posto, sugere-se a segmentação do valor da parcela B em três componentes, a saber (Equação 1):

$$VPB = VPG + VPI + VPD \quad \text{Equação 1}$$

onde:

-VPG: valor da parcela de geração própria

-VPI: valor da parcela de tributos (com base no percentual médio reconhecido na receita requerida da revisão tarifária)

-VPD: valor da parcela de distribuição, a única e exclusiva indicadora do componente Xe

Assim, o Índice de Reajuste Tarifário - IRT deverá ser calculado pela Equação 2 (na verdade, “reescrita” da própria fórmula do contrato de concessão):.

$$IRT = \underbrace{\frac{VPA_1}{VPA_0} \cdot \left( \frac{VPA_0}{RA_0} \right)}_{\text{Parcela A}} + \underbrace{IGPM \cdot \left( \frac{VPG_0}{RA_0} \right)}_{\text{VPG (Geração Própria)}} + \underbrace{IGPM \cdot \left( \frac{VPI_0}{RA_0} \right)}_{\text{VPI (Tributos)}} + \underbrace{(IGPM - X) \cdot \left( \frac{VPD_0}{RA_0} \right)}_{\text{VPD (distribuição)}} \quad \text{Equação 2}$$

Parcela B

onde:

VPA – custos não gerenciáveis (compras de energia, encargos de transmissão e encargos setoriais)

RAo – Receita anual da concessionária verificada nos últimos 12 meses

0 – parâmetros considerados ou calculados nas condições do último reajuste

1 – parâmetros considerados no reajuste em processamento

Por fim, para manter a consistência com a formulação do contrato de concessão, o Fator X a ser aplicado no reajuste anual será aquele - a incógnita - que resulta da utilização das definições contratuais de RA<sub>0</sub>, VPA<sub>0</sub>, VPB<sub>0</sub> e VPA<sub>0</sub>, de tal forma que o IRT seja o valor calculado na Equação 2. Literalmente, o Fator X é o “x” da questão, ou seja, calcular o X do contrato de concessão tendo o IRT calculado anteriormente pela Equação 2.

Em resumo, a proposta é operada pelo seguinte algoritmo:

- (i) – Calcular Xe exclusivamente com ativos e custos operacionais da distribuidora (sem geração);
- (ii) – Calcular o IRT através da Equação 2;
- (iii) – Calcular o Fator X (a incógnita) do contrato de concessão tendo como IRT o valor calculado em (ii) ;

Neste contexto, a proposta de adequação da metodologia do Fator X é operacionalmente objetiva, simples e consonante com a reforma do setor elétrico. Propõe-se segregar as rubricas de custos operacionais (empresa de referência) e de custos de capital (remuneração sobre o capital e quota de reintegração) da geração própria para o cálculo da componente Xe e novamente excluí-los do valor da parcela B nos reajustes tarifários subsequentes<sup>3</sup>.

O argumento de não existir, de fato, a cisão contratual, não poderia ser contingência dos ajustes. Em atos passados, quando da determinação das receitas e tarifas de Rede Básica, a ANEEL reconheceu a “cisão” conceitual entre as atividades e segmentou a atividade de transmissão das concessionárias com contratos de GTD para definições tarifárias.

#### 4.2 Simulação de Impactos

Mediante a metodologia e respectivo algoritmo de cálculo do Fator X, objeto da Resolução Normativa ANEEL n.º 055/2004, pode-se implementá-lo no *software Excel for Windows*. O caso referência é uma distribuidora de energia elétrica com contrato de concessão verticalizado, com aproximadamente 18% da energia requerida atendida por geração própria. Os resultados são apresentados em números índices (P.U), a fim de facilitar a percepção do impacto quantitativo, a partir das condições de “Referência”, ou seja, sem as alterações propostas. Além disso, apresentam-se dois cenários. O primeiro sem os efeitos das componentes Xc e Xa, ou seja, Xc=0% e Xa=0% (variação do IGPM idêntica à variação do IPCA). No segundo, os efeitos são potencializados por Xc=0,42% (Xc médio ponderado pelo mercado de energia atendido pelas distribuidoras) e Xa=1,28% (variação

<sup>3</sup> Vale destacar, ainda, com relação ao ajuste do Fator X realizado recentemente pela ANEEL nas NT 252/04, não previsto na Resolução 55/2004, mitiga somente parte dos problemas e inconsistências apresentadas. O ajuste realizado estanca o artificial ganho de escala da capacidade de geração instalada, mas não equaliza os ganhos de produtividade operacional, nem os efeitos da incidência dos componentes Xa e Xc sobre as concessões de geração.

anual do IGPM=12% e do IPCA igual a 7,5%, aplicados em uma estrutura de custos de 75% e 25%, respectivamente). Os resultados estão consolidados na tabela abaixo:

	Referência	Proposto	
		Cenário 1	Cenário 2
<b>Xe</b>	1,00	0,71	0,71
<b>IRT</b>	1,00	1,02	1,03

Com efeito, a componente Xe é reduzida em 29 % quanto as rubricas de custos de geração (operacionais e de capital) são expurgados para aferir o efeito real da produtividade da atividade de distribuição. Aplicando esses resultados na Equação 2, para o cálculo do reajuste tarifária, a distribuidora obterá um reajuste (IRT) de, no mínimo, 2% acima dos valor obtido nas condições de referências. Nota-se que esse percentual é sensível às variações nominais dos índices inflacionários e dos resultados das outras componentes do Fator X, como verifica-se, no resultado do Cenário 2.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Como pôde-se verificar, aplicar “*in natura*” a metodologia de cálculo do Fator X em concessionárias verticalizadas gera um desequilíbrio econômico-financeiro que deve ser sanado pelo Regulador. As componentes Xa e Xc, além de originalmente parametrizadas com dados apenas da atividade de distribuição, ao incidirem sobre os reajustes da receita da atividade de geração de própria rompem com o princípio do tratamento isonômico, pois tais componentes não alcançam as demais geradoras não associadas contratualmente à distribuidoras. Quanto a componente Xe seria mais consistente obtê-la apenas com os parâmetros que geram sobre-lucro por ganho de escala, ou seja, apenas com custos operacionais e de capital da distribuição de energia elétrica. A proposta de considerar o investimento em renovação dos ativos de geração igual à respectiva depreciação, aparentemente neutraliza os efeitos de captura de ganhos de produtividade do capital, porém carrega o inconveniente empírico de ser uma convenção sem avaliação técnica das reais necessidades de investimento na renovação dos ativos de geração.

Por fim, em função das diretrizes legais para a desverticalização das atividades de geração e distribuição, contidas na Lei 10.848/04, acreditamos que o método proposto tem as características mais consistentes para atendê-las. A desverticalização significa, no primeiro movimento de alocação de custos, retirar da parcela B das distribuidoras enquadradas no artigo da respectiva Lei as rubricas de custos operacionais e de remuneração do capital, remanescendo apenas a da atividade de distribuição. Assim, excetuando-se as questões de alocação de tributos, a ANEEL deverá recalcular a componente Xe como indicado em (i) e aplicar o Fator X na parcela B sem os valores oriundos da parcela VPG, conforme Equação 2. Desta forma, será restabelecido: o tratamento isonômico entre as concessionárias de geração; e, parcialmente, a eficiência do compartilhamento de ganhos de produtividade com os usuários de rede de distribuição.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) JOHNSON, B.B. *et. al.* Serviços públicos no Brasil: mudanças e perspectivas. Edgard Blücher : São Paulo, 1996.
- (2) PIRES, J. C. L; PICCININI, M. S. Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. Textos para Discussão. Bndes : Rio de Janeiro, jun, 1998.
- (3) DELGADO, M. A de P. A Expansão da oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo e a promessa da modicidade tarifária. COPPE/UFRJ : Rio de Janeiro , 2003.
- (4) BERNSTEIN, J.I; SAPPINGTON, D.E.M. Setting the X fator in price cap regulations plants. National Bureau of Economic Research – Cambridge : Inglaterra, 1998.
- (5) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica n. 326/2001-SRE; Nota Técnica n. 214/2003-SRE; Nota Técnica n. 252/2004-SRE. Brasil