



**Equipe**

Gesner Oliveira  
Richard Lee Hochstetler  
Denise de Pasqual  
Sérgio Conti

**PARECER SOBRE A METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR  
X NA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DE EMPRESAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

**JANEIRO/2004**



## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. A REGULAÇÃO POR INCENTIVOS E POR COMPARAÇÃO.....</b>	<b>4</b>
2.1. A REGULAÇÃO POR INCENTIVOS .....	5
2.2. A REGULAÇÃO POR COMPARAÇÃO.....	6
2.3. LIÇÕES DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL .....	8
<b>3. METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DO FATOR X.....</b>	<b>10</b>
3.1. A METODOLOGIA PROPOSTA PELA ANEEL .....	11
3.1.1. O Componente de Produtividade – Fator $X_e$ .....	11
3.1.2. Componente de Qualidade – Fator $X_c$ .....	13
3.1.3. Componente Reindexador – Fator $X_a$ .....	14
<b>4. UMA ANÁLISE DA METODOLOGIA PROPOSTA PELA ANEEL.....</b>	<b>16</b>
4.1. COMPONENTE DE PRODUTIVIDADE: O FATOR $X_E$ .....	16
4.1.1. Questões referentes à deturpação do regime regulatório.....	16
4.1.2. Questões referentes ao tratamento dos investimentos .....	17
4.1.3. Questões referentes ao emprego da metodologia de empresa de referência.....	18
4.1.4. Questões referentes à estimação da carga.....	21
4.2. COMPONENTE DE QUALIDADE: O FATOR $X_C$ .....	22
4.3. COMPONENTE REINDEXADOR: O FATOR $X_A$ .....	23
4.4. COMPONENTE DE REAJUSTE EXTRAORDINÁRIO: O COMPONENTE K.....	24
<b>5. SUGESTÕES PARA O APERFEIÇOAMENTO DO FATOR X.....</b>	<b>26</b>
<b>6. SÍNTESE E CONCLUSÕES .....</b>	<b>28</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>29</b>

## PARECER SOBRE A METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR X NA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DE EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 1. Introdução

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) está em processo de consolidação de sua metodologia de regulação das tarifas de distribuição. Em novembro do ano passado, a agência anunciou a realização da Audiência Pública 043/2003, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para a consideração da metodologia a ser adotada para cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A Nota Técnica nº 214/2003–SRE/ANEEL, divulgada junto com o Aviso de Audiência Pública, apresenta a metodologia para o cálculo do Fator X que a Aneel pretende utilizar nos reajustes anuais das tarifas de distribuição durante o período tarifário.

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) irá submeter uma contribuição para ser considerada na Audiência Pública, e, para tanto, requisitou nosso parecer.

O presente trabalho está organizado em quatro seções, além desta introdução. Na seção 2, descrevemos de forma sintética o funcionamento da regulação por incentivos e por comparação. Os princípios básicos que – conforme a literatura econômica – devem nortear a aplicação deste regime regulatório são apresentados.

Na seção 3 apresentamos a metodologia proposta pela Aneel para o cálculo do Fator X. Esta metodologia é analisada na seção seguinte.

Na seção 5, são apresentadas algumas sugestões para definição da metodologia de cálculo do Fator X.

Finalmente, a seção 6 sintetiza as principais conclusões obtidas.

Para a elaboração deste parecer foram utilizadas fontes de informações públicas devidamente citadas e identificadas ao longo do trabalho.

## **2. A regulação por incentivos e por comparação**

Recentemente muitos órgãos reguladores têm adotado princípios de regulação por incentivos e de regulação por comparação com o propósito de melhorar o desempenho das empresas por eles regulados. Os princípios desta regulação são apresentados a seguir.

O grande avanço proporcionado pelo regime de regulação por incentivos e regulação por comparação decorre do reconhecimento da importância da estrutura de incentivos para lidar com a assimetria de informações que pode trazer problemas de seleção adversa e de risco moral. A assimetria de informações refere-se ao fato de que as empresas reguladas detêm mais informações sobre os custos e opções técnico-operacionais em a sua área de concessão do que o regulador. Dada essa informação assimétrica, a regulação pode distorcer as decisões de investimento ou operacionais das empresas.

O problema de seleção adversa refere-se à distorção do plano de investimentos ou da estratégia operacional. Quando a estrutura de incentivos não é apropriada, há a possibilidade de que as empresas concessionárias optem por um plano de investimentos ou estratégia operacional inadequados, seja na opção de equipamentos, da configuração da rede, da organização da empresa, do dimensionamento e composição das equipes técnicas, entre outros. Um exemplo clássico de seleção adversa é o efeito Averch-Johnson: Quando a taxa de retorno definida pelo órgão regulador é maior do que o custo de captação efetivo, a empresa tem um incentivo a expandir a sua base de remuneração, ou seja a instalar mais equipamentos do que o necessário, para aumentar a sua lucratividade.

O problema de risco moral refere-se às distorções na atuação (comportamento) da empresa. No caso das empresas reguladas isso geralmente refere-se aos esforços de administração da empresa, seja o nível de dedicação dos empregados, a contenção de gastos, o dispêndio de horas extras por empregados assalariados, por exemplo. Esses esforços resultam em melhor desempenho para a empresa, mas não são totalmente convertidos em custos monetários para a empresa e conseqüentemente tendem a passar despercebido pelo regulador. Se esses esforços não forem recompensados, a empresa não terá o incentivo a empreendê-los em prejuízo do nível de eficiência.

A regulação por incentivos e por comparação reconhece esse problema e procura minimizá-lo, proporcionando um regime que alinha os interesses da empresa regulada com os objetivos do regulador<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Laffont (1994).

## **2.1. A regulação por incentivos**

A regulação por incentivos possui essencialmente três elementos básicos:

- ❑ o regulador regulamenta a tarifa ou a receita;
- ❑ o valor das tarifas é regido por contratos com duração de vários anos; e
- ❑ a empresa pode auferir lucros maiores (ou prejuízos) caso obtenha ganhos de produtividade acima do esperado (abaixo do esperado) naquele período.

Estes três elementos contrastam com o regime regulatório tradicional conhecido como a regulação pelo custo de serviço. Na regulação pelo custo de serviço, o órgão regulador pode ajustar a qualquer momento as tarifas com base nos custos verificados para manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa regulada e repassar ganhos de produtividade para o consumidor. Este regime regulatório é de baixo risco e garante segurança aos investidores, mas é um, custoso e proporciona uma estrutura de incentivos fraca para as empresas buscarem ganhos de eficiência.

O regime regulatório baseado na regulação por incentivos busca exatamente aprimorar a regulação para suprir as deficiências do regime regulatório pelo custo de serviço. A regulação por incentivos proporciona três vantagens básicas:

- ❑ proporciona incentivos para a empresa reduzir custos (seja pela escolha da tecnologia empregada, do dispêndio de esforços não mensuráveis, da adaptação mais rápida às novas condições de mercado, entre outros);
- ❑ proporciona incentivos para a empresa inovar (seja através de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, do lançamento de novos produtos ou de novas estruturas tarifárias); e
- ❑ permite ao regulador reduzir o custo regulatório e as distorções provocadas pela regulação (trata-se de um regime regulatório menos intrusivo).

O regime regulatório por incentivos mais comum é o de preço-teto. Nesse regime o regulador fixa a valor máximo da tarifa. Esse preço-teto é fixo para o período regulatório, sendo reajustado periodicamente por dois componentes:

- ❑ um indexador para preservar o valor real da tarifa (compensar a inflação dos insumos de produção); e
- ❑ um redutor, denominado Fator X, para repassar os ganhos de produtividade esperados ao consumidor final.

O regime regulatório de preço-teto é mais indicado em situações nas quais a tecnologia é dinâmica, isto é, nas quais os ganhos de produtividade tendem a ser elevados e nas quais a assimetria de informações é elevada. Nesses casos, a estrutura de incentivos proporcionada pelo regime de preço-teto é muito importante. Além disso, o regime de

preço-teto requer menos informação, o que significa que o custo regulatório pode ser reduzido<sup>2</sup>.

O regime de preço-teto pode ser implementado de forma a repassar os ganhos de produtividade para o consumidor sem prejudicar a estrutura de incentivos para a empresa através de tarifas de dois componentes. Os lucros excessivos (ou perdas) obtidos no período tarifário anterior são deduzidos do (ou acrescentados ao) componente fixo da tarifa e o componente variável da tarifa reflete o custo marginal. A diferença deste regime em relação ao regime pelo custo de serviço é que a empresa recebe os incentivos para adotar a estratégia operacional mais adequada<sup>3</sup>. Destaca-se que o maior ônus regulatório não é o de fiscalizar os custos incorridos pela empresa, mas o de avaliar se os custos são razoáveis e prudentes. Esta avaliação requer um conhecimento das alternativas à opção da empresa regulada, o que significa a necessidade de um grande volume de informação. Ao proporcionar uma estrutura de incentivos correta, o regulador é poupado da necessidade de avaliar se os gastos da empresa são adequados, pois os interesses da empresa estarão alinhados com os objetivos do regulador.<sup>4</sup>

O principal problema do regime de preço-teto é a possibilidade de ocorrer um distanciamento muito grande entre as tarifas permitidas e os custos das empresas. Se os custos das empresas forem maiores do que a receita, o equilíbrio econômico-financeiro das empresas será comprometido levando-as à falência. Se os custos forem menores do que a receita o apoio político do regime regulatório poderá ser comprometido e a regulamentação poderá ser contestada no Judiciário ou sofrer interferência do poder legislativo ou executivo. Em ambos os casos, os eventos sairiam do controle do órgão regulador.

Para minimizar este risco os contratos de preço-teto são revisados periodicamente. Esta revisão, no entanto, reduz a efetividade do esquema de incentivos na medida que a tarifa é ajustada para normalizar a taxa de lucro da empresa. No limite, esta revisão acaba endogeneizando a tarifa, aproximando-o ao regime pelo custo de serviço. Adicionalmente, a revisão periódica requer um elevado nível de informações para estabelecer a tarifa inicial para o próximo período tarifário.

## **2.2. A regulação por comparação**

A regulação por comparação (também conhecida como *benchmarking* ou *yardstick regulation* na literatura internacional) é outro conceito que tem sido combinado com regime de preço-teto para aprimorar o desempenho das empresas reguladas. A regulação

---

<sup>2</sup> Lewis e Sappington (1989) analisam a opção ótima de regime regulatório dadas as características da indústria.

<sup>3</sup> Estratégia operacional refere-se a escolha de tecnologia (equipamentos, configuração das redes de subtransmissão e subestações, etc.), a organização da empresa, a composição da força de trabalho, os procedimentos operacionais e de manutenção, a estratégia de marketing e atendimento do consumidor, etc.

<sup>4</sup> Sibley (1989).

por comparação consiste na estimação dos custos baseada nos custos médios apurados por outras empresas, com as mesmas características, que atuam no setor.

Um dos maiores desafios da regulação é como lidar com a assimetria de informações existente entre a empresa e o regulador. O regulador depende das empresas para a obtenção de informações de custos, o que torna muito difícil a determinação da tarifa inicial e a projeção dos ganhos de produtividade esperados durante o período tarifário. A regulação por comparação visa reduzir essa assimetria de informações através da comparação dos custos incorridos pela empresa com o custo de outras empresas com características semelhantes. A regulação por comparação promove uma concorrência indireta entre as empresas, recompensando-as pelo desempenho acima da média e punindo as empresas com desempenho abaixo da média. Dessa forma, a determinação das tarifas de cada empresa individualmente é definida de forma independente do desempenho individual da empresa, mas continua atrelada ao desempenho efetivo da indústria como um todo. Reduz-se, assim, o risco das tarifas se desviarem muito dos custos efetivos das empresas, sem eliminar os incentivos privados de cada empresa para melhorar o seu desempenho.

Na regulação por comparação quatro métodos são empregados para comparar o desempenho das empresas:

- custos médios e indicadores de produtividade,
- regressões lineares,
- “análise de dados envolvente” (*data envelopment analysis*) e
- “empresa de referência”.<sup>5</sup>

O primeiro método consiste no uso de estatísticas básicas obtidas dos custos observados das empresas atuantes no setor.

O segundo trata da estimação de vários componentes de custos através de estudos econométricos considerando as variáveis principais para a determinação dos custos das empresas.

O terceiro método consiste na mensuração da produtividade total dos fatores desagregada em eficiência técnica, eficiência alocativa, economias de escala e inovação tecnológica. Este método utiliza programação linear para estimar cada componente de ganho de produtividade considerando pesos representativos dos produtos e insumos das empresas.

O quarto método consiste na estimação de custos eficientes de uma empresa hipotética com as mesmas características. Os custos eficientes, no setor elétrico, são baseados em custos padrões estimados por administradores e engenheiros para atender uma carga com as características básicas da área de concessão considerada.

---

<sup>5</sup> Berg (2003).

O ponto mais importante na regulação por comparação é a adoção de critérios de comparação objetivos e transparentes que permitam às empresas internalizarem os critérios no seu processo decisório de forma a induzir investimentos e o dispêndio de esforços para melhorar o seu desempenho.

Uma preocupação relativa ao emprego do regime de regulação por comparação decorre do fato que o desempenho econômico-financeiro de cada empresa não depende somente do seu gerenciamento. Existe uma série de fatores exógenos que afetam a empresa como, por exemplo, o comportamento da carga, desastres naturais, elevação de custos de insumos locais, entre outros. Se estes fatores exógenos apresentarem baixa correlação entre as empresas, a comparação será distorcida<sup>6</sup>.

Ao aplicar a regulação por comparação é importante lembrar que os parâmetros fixados não devem estar significativamente distantes da realidade. Ao implementar este regime regulatório, se uma empresa estiver muito aquém do desempenho esperado, é necessário proporcionar um certo tempo para a empresa se adequar ao padrão esperado.

Tais preocupações levam alguns especialistas a rejeitarem a regulação por comparação.<sup>7</sup>

### **2.3. Lições da experiência internacional**

No Reino Unido, o regime de preço-teto é utilizado para regular os serviços de rede e a regulação por comparação é utilizada para definir os custos operacionais da empresa e o Fator X a cada revisão tarifária (não é claro se a regulação por comparação é utilizada para quantificar os investimentos requeridos no período tarifário).

É importante destacar que as estimativas de custos e do Fator X obtidas com a regulação por comparação não têm sido empregadas mecanicamente. Os custos estimados através regressões lineares têm sido utilizados como fonte de informação e ponto de partida para uma negociação com cada empresa. Apesar deste processo levar a uma perda de transparência do processo, ele demonstra que o regulador reconhece as limitações da metodologia e tenta adaptar as suas estimativas às peculiaridades de cada empresa e área de concessão<sup>8</sup>.

No Chile, por outro lado, a metodologia empregada para estimar os custos eficientes das empresas foi a de “empresa de referência”. Apesar de terem ocorrido grandes reduções nas tarifas de distribuição de eletricidade através de uma estrutura de regulação por comparação, não é possível caracterizar a experiência chilena como um grande sucesso. A discrepância crescente entre os custos operacionais efetivos das empresas e os custos

---

<sup>6</sup> Mayer e Vickers (1996).

<sup>7</sup> Olson e Richards (2003), consultores da *National Economic Research Associates, Inc.* rejeitam a regulação por comparação: “Um plano de preço-teto precisa começar com um ponto de partida justo, PO. O ponto de partida justo deve proporcionar à empresa uma oportunidade razoável de recuperar os custos incorridos de forma justa e razoável, incluindo o custo do capital. ...o ponto de partida justo deve ser baseado nos custos da empresa regulada, não dos custos de uma empresa hipotética ou obtida de uma comparação de várias empresas.” (tradução livre).

<sup>8</sup> Weyman-Jones (2001).

estimados para a “empresa de referência” (seguidamente sub-avaliados) resultou na contestação pelas concessionárias das decisões do regulador no Poder Judiciário. Isto prejudica o desenvolvimento do setor, pois além de ser um processo custoso e demorado, cria incertezas em relação à estabilidade do regime regulatório, prejudicando a realização de novos investimentos.<sup>9</sup>

Apesar das dificuldades encontradas na implementação da regulação por incentivos e por comparação mostradas acima, sem dúvida, a nova regulação apresenta avanços em relação à regulação pelo custo de serviço.

Um caso interessante, que nos permite comparar o desempenho de empresas sob a regulação por incentivos e sob a regulação pelo custo do serviço, é dado pelas empresas de telefonia local norte-americanas. Trata-se de um experimento natural que permite uma comparação de diversos regimes em condições muito parecidas, pois consistem de empresas em um mesmo ambiente macroeconômico, durante um mesmo intervalo de tempo, mas com regimes regulatórios diferentes. Um estudo econométrico utilizando dados de painel demonstra que as empresas sob a regulação por incentivos apresentaram maiores ganhos de produtividade. Isso reforça a noção de que as vantagens da regulação por incentivos superam as suas deficiências quando comparada à regulação pelo custo de serviço<sup>10</sup>.

A teoria e a experiência apontam para a importância de definir as tarifas através de uma metodologia objetiva e transparente, balizadas na realidade sem, no entanto, serem balizadas pelos custos efetivos da própria empresa. A independência da tarifa dos custos contemporâneos da empresa é essencial para proporcionar incentivos à eficiência. Com tarifas determinadas dessa forma, as empresas se defrontarão com um fluxo de caixa previsível (limitado somente pela variação da demanda que trata-se de um risco intrínseco do setor) e que proporciona os incentivos para que a empresa busque a eficiência.

---

<sup>9</sup> Rudnick e Donoso (2000) sugerem que a estimação dos custos pela metodologia de “empresa de referência” seja substituída por estudos econométricos. Os autores propõem que os custos operacionais e de comercialização sejam estimados por regressões lineares incorporando as principais características de cada sistema de distribuição (MWh/km<sup>2</sup>, consumidores/km<sup>2</sup>, km de linhas de alta tensão, km de linhas em baixa tensão, MW vendidos em alta tensão e MW vendidos em baixa tensão e o número de consumidores).

<sup>10</sup> Resende (2000).

### 3. Metodologia de definição do Fator X

O fator X geralmente é determinado utilizando uma das seguintes metodologias:

- ❑ a produtividade total dos fatores; ou
- ❑ a previsão de ganhos de produtividade.<sup>11</sup>

A primeira metodologia é baseada na tendência histórica de ganhos de produtividade do setor. A produtividade total dos fatores incorpora os ganhos de produtividade decorrentes da redução do custo dos insumos utilizados pelas empresas concessionárias, dos avanços tecnológicos e dos ganhos de eficiência técnica. A vantagem desta metodologia é sua grande objetividade e transparência. No entanto, é importante ressaltar que os ganhos de produtividade tendem a variar ao longo do tempo. Isto significa que, no curto prazo, o Fator X calculado utilizando esta metodologia pode afastar-se do valor efetivamente observado, ainda que no longo prazo o cálculo esteja adequado.

A segunda metodologia geralmente é determinada em conjunto com a tarifa inicial para o próximo período tarifário na revisão tarifária. Nesta metodologia, o Fator X freqüentemente é determinado considerando a rentabilidade da empresa (ou das empresas) no período tarifário anterior. A vantagem desta metodologia é que ela garante um repasse dos ganhos de produtividade para o consumidor mais próximo ao efetivamente verificado. A desvantagem é que, conforme mostrado na seção 2, o esquema de incentivos é reduzido, dado que os ganhos para a empresa decorrentes de inovações e reduções de custos perduram por menos tempo.

Os elementos mais importantes a serem considerados na definição do Fator X são:

- ❑ a diferença entre a inflação geral (medida, por exemplo, pelo IGP-M) e a dos insumos utilizados pelas empresas concessionárias;
- ❑ a diferença entre os ganhos de produtividade esperados no setor e do resto da economia;
- ❑ mudanças estruturais esperadas no período tarifário, tais como, mudanças na regulação, mudanças na dinâmica concorrencial e inovações tecnológicas;
- ❑ a diferença entre a inflação dos insumos e dos ganhos de produtividade dos bens ou serviços regulados e não regulados da empresa concessionária e;
- ❑ como a elevação das tarifas influenciará a taxa de inflação geral.

Idealmente cada um desses componentes deve ser corrigido através do Fator X.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Olson e Richards (2003).

<sup>12</sup> Bernstein e Sappington (1998 e 2000).

O aspecto mais importante a ser levado em consideração na definição do Fator X é que ele deve ser baseado em critérios robustos e transparentes de forma a não prejudicar a estrutura de incentivos proporcionada às empresas.<sup>13</sup>

### **3.1. A metodologia proposta pela Aneel**

A Aneel apresentou em sua Nota Técnica nº 214/2003 a metodologia que pretende utilizar no cálculo dos reajustes anuais das tarifas de distribuição de energia elétrica durante o próximo período tarifário.

Segundo esta metodologia, o Índice de Reajuste Tarifário a ser autorizado pela Aneel individualmente para cada empresa distribuidora incorporará um Fator X ao cálculo do valor da Parcela B das receitas das concessionárias, ou seja, sobre a parcela “gerenciável” de seus custos.

O Fator X, por sua vez, será constituído por três componentes:

- i)  $X_e$  – Componente de Produtividade;
- ii)  $X_c$  – Componente de Qualidade; e
- iii)  $X_a$  – Componente Reindexador. Este último foi incorporado no cálculo do Fator X a partir da Resolução CNPE nº 1, de 04/04/2003.

#### **3.1.1. O Componente de Produtividade – Fator $X_e$**

As firmas distribuidoras de energia elétrica podem obter, durante seus respectivos períodos tarifários, ganhos de produtividade decorrentes de aumentos de escala do negócio – seja por um maior consumo de clientes já existentes (crescimento vertical) ou pela conexão de novos clientes em sua área de concessão (crescimento horizontal) – e ganhos decorrentes de aumentos de eficiência técnica. O Fator  $X_e$  tem por objetivo repassar eventuais aumentos de produtividade decorrentes de aumentos na escala do negócio para os consumidores, de modo que as distribuidoras (que operam em um ambiente de monopólio natural) não se apropriem totalmente desta renda.

Entre todas as alternativas disponíveis para o cálculo do Fator  $X_e$ , a Aneel optou pelo método do fluxo de caixa descontado. Três fatores embasaram a escolha deste método: (1) sua compatibilidade com o enfoque de “empresa de referência”, adotado para a determinação dos custos eficientes de operação no reposicionamento tarifário; (2) o fato de este método apresentar resultados consistentes em ambientes em que houver elevada dispersão de custos entre as empresas, como no caso brasileiro; e (3) assim, garantir a não ocorrência de distorções no equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras.

---

<sup>13</sup> Olson e Richards (2003). Tradução livre do original: “(...) *muitos regimes de preço-teto ao redor do mundo se distanciaram dos princípios originais do Fator X. (...) A lição mais importante a ser aprendida dessa experiência é que o Fator X deve ser baseado em análise robusta para proporcionar claros incentivos econômicos que beneficiarão os consumidores.*”

O método de fluxo de caixa descontado é, por definição, um método “*forward looking*”<sup>14</sup> e, em função disso, baseia-se na seleção de premissas chaves e em projeções. A Nota Técnica nº 326/2002/SRE/Aneel e o Anexo V das revisões tarifárias realizadas ao longo do ano de 2003 apresentam o modelo padrão de fluxo de caixa descontado sugerido pela agência, dado pela fórmula:

$$A_0 = \sum_{t=1}^N \left[ \frac{P_0 Q_t (1 - X_e) - CO_t - Inv_t}{(1 + r)^t} \right] + \frac{A_0 + \sum_{t=1}^N Inv_t - d_t}{(1 + r)^N}$$

onde:

$P_0$  ≡ a tarifa inicial estabelecido na revisão tarifária;

$Q_t$  ≡ o montante de energia comercializado pela concessionária no ano  $t$ ;

$CO_t$  ≡ custos operacionais da concessionária no ano  $t$ ;

$A_0$  ≡ valor dos ativos da concessionária no início do período tarifário (base de remuneração regulatória líquida);

$d_t$  ≡ valor da depreciação no ano  $t$ ;

$r$  ≡ taxa de desconto

$Inv_t$  ≡ investimentos realizados no ano  $t$ ; e

$X_e$  ≡ componente de produtividade do Fator X.

Na equação acima, o valor atual dos ativos ( $A_0$ ) é igualado ao valor presente líquido dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário ( $A_N$ ):

$$A_N = A_0 + \sum_{t=1}^N Inv_t - d_t .$$

O Fator  $X_e$ , por sua vez, é ajustado para manter o valor presente dos ativos da empresa constante ao longo do período tarifário dado:

- ❑ o custo médio ponderado do capital das distribuidoras arbitrado pela Aneel ( $r$ ),
- ❑ a taxa de crescimento da carga ( $Q_t$ ),
- ❑ os investimentos requeridos ( $Inv_t$ ) e
- ❑ os custos operacionais para atender a carga ( $C_t$ )

A estimação do Fator  $X_e$  é realizada, na prática, com base em projeções do crescimento da carga, dos custos e de investimentos. As projeções de demanda por energia elétrica e de número de consumidores são realizadas a partir de um modelo econométrico de regressão linear clássico, o qual é, por construção, fundamentado em dados do passado.

<sup>14</sup> Para calcular o fluxo de caixa descontado, é necessário estimar, por exemplo, a taxa de crescimento do faturamento da empresa nos período à frente.

Deste modo, estas projeções podem possuir um reduzido poder de previsão em um ambiente setorial que sofreu um significativo e recente choque de oferta e cujo marco regulatório está sendo alterado. Nesses casos, as séries históricas não constituem bons previsores para o futuro. Além disso, as projeções da demanda são baseadas em projeções do crescimento do PIB nacional, não levando em conta a dinâmica da economia local.

Visando evitar distorções econômico-financeiras oriundas de desvios nas previsões discutidas acima nas concessionárias, a Aneel propôs dois mecanismos de ajuste em sua metodologia. O componente  $X_e$  será recalculado anualmente pelo método do fluxo de caixa descontado quando os dados efetivos de preços, demanda de energia, investimentos, entre outros, forem conhecidos (dados efetivos). Caso o desvio entre o valor projetado e efetivo no mercado de venda de energia for superior a 2,5%, o recálculo do componente  $X_e$  será incorporado imediatamente no reajuste anual. Caso o desvio for inferior a 2,5%, não haverá alteração imediata no componente  $X_e$ , mas a diferença será incorporada na definição da tarifa inicial ( $A_0$ ) do próximo período tarifário.

### 3.1.2. Componente de Qualidade – Fator $X_c$

O segundo componente do Fator X consiste no fator de qualidade  $X_c$ , que tenta associar o nível de satisfação dos consumidores dos serviços da concessionária à evolução da tarifa de energia, através de avaliações realizadas por empresas especializadas em pesquisas de opinião pública.

Especificamente, o Despacho Aneel nº 047, de 14/02/2003 determinou a metodologia a ser empregada na obtenção do Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (*IASC*). O componente  $X_c$  é calculado levando em consideração o *IASC* médio do grupo da concessionária ( $IASC_{mg}$ ) e o *IASC* máximo do grupo da concessionária ( $IASC_{Mg}$ ) no período corrente e anterior, através das seguintes regras:

$$X_c = \begin{cases} \text{Min} \left[ \frac{IASC_{mg,t-1} - IASC_{Ct}}{10}, 1\% \right], & \text{para } IASC_{C,t} < IASC_{mg,t-1} \\ 0\%, & \text{para } IASC_{mg,t-1} < IASC_{C,t} < M_{t-1} \\ \text{Max} \left[ \frac{IASC_{mg,t-1} - IASC_{Ct}}{10}, -1\% \right], & \text{para } IASC_{C,t} > M_{t-1} \end{cases}$$

$$\text{onde } M_{t-1} = \text{Max} \left[ IASC_{Mg,t-1}; 1,1 \times IASC_{mg,t-1} \right]$$

Desta forma, o componente  $X_c$  pode representar um prêmio ou uma punição para a distribuidora, limitado a  $\pm 1\%$ . Em média o  $X_c$  será negativo, pois o ajuste é assimétrico, só premiando as concessionárias que superarem a melhor *IASC* obtido no período

anterior (ou 10% acima da média do período anterior), mas punindo todas as concessionárias que obterem um *IASC* inferior a média do período anterior.

### 3.1.3. Componente Reindexador – Fator $X_a$

Conforme mencionado anteriormente, a Resolução CNPE nº 1 de 04/04/2003, aprovada pelo Presidente da República resolveu “...mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do  $IGPM \pm X$ , defina metodologia de cálculo dos valores de  $X$  a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão-de-obra da Parcela B, índice que reflita o valor de remuneração da mão-de-obra do setor formal da economia.”

Seguindo esta diretriz, criou-se o Índice de Ajuste da Parcela B da Concessionária (*IAPB*) que considerou, em sua construção, os três componentes da Parcela B das concessionárias – a remuneração sobre o capital, os custos operacionais e os tributos – indexando os componentes associados aos custos de pessoal ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (*IPCA*) e os demais custos ao Índice Geral de Preços de Mercado (*IGPM*) dos 12 meses anteriores ao reajuste anual. A fórmula resultante, uniformizando a notação, é:

$$\begin{aligned} IAPB_t = & \left( \frac{r(A_t - W_t)}{P_0 Q_t} \right) \left[ \left( \frac{CC_{r,t}}{A_t - W_t} \right) IGPM_{t-1} + \left( \frac{CC_{p,t}}{A_t - W_t} \right) IPCA_{t-1} \right] \\ & + \left( \frac{CO_t}{P_0 Q_t} \right) \left[ \left( \frac{CO_{r,t}}{CO_t} \right) IGPM_{t-1} + \left( \frac{CO_{p,t-1}}{CO_t} \right) IPCA_{t-1} \right] \\ & + \left( \frac{TOE_t}{P_0 Q_t} \right) IA OE_{t-1} \end{aligned}$$

onde:

$r(A_t - W_t)$   $\equiv$  remuneração do capital, no qual  $r$  é a taxa de retorno e  $(A_t - W_t)$  é a base de remuneração regulatória bruta;

$P_0 Q_t$   $\equiv$  valor da Parcela B da receita da concessionária;

$(A_t - W_t)$   $\equiv$  base de remuneração regulatória bruta, ou valor de reposição dos ativos, no qual  $A_t$  é a base de remuneração regulatória líquida e  $W_t$  é capital de giro;

$CC_{r,t}$   $\equiv$  parcela da  $(A_t - W_t)$  correspondente a máquinas e equipamentos;

$CC_{p,t}$   $\equiv$  parcela da  $(A_t - W_t)$  correspondente à mão-de-obra;

$CO_t$   $\equiv$  custos operacionais ( $CO_t = CO_{r,t} + C_{p,t}$ )

$CO_{r,t}$   $\equiv$  custos operacionais de máquinas e equipamentos;

$CO_{p,t}$   $\equiv$  custos operacionais da mão-de-obra;

$TOE_t$   $\equiv$  tributos e outros encargos;



$IAOE_{t-1} \equiv$  Índice de Ajuste dos Tributos e Outros Encargos<sup>15</sup>;

O Fator  $X_a$  é calculado a partir do IAPB em cada reajuste anual.

$$X_{at} = IGPM_{t-1} - IAPB_t$$

Uma vez obtidos os três componentes do Fator X, o mesmo pode ser calculado, de modo a ajustar em termos reais a Parcela B da receita da empresa distribuidora.

$$P_0 Q_t (IGPM_{t-1} - X_t) = [P_0 Q_t (1 - X_{et} - X_{ct})] (IGPM_{t-1} - X_{at})$$

ou, isolando o Fator X:

$$X_t = (X_{et} + X_{ct}) (IGPM_{t-1} - X_{at}) + X_{at}$$

---

<sup>15</sup> Este índice deve ser construído com base nas variações efetivamente verificadas no período de 12 meses anteriores à data do reajuste tarifário da Parcela B.

## 4. Uma análise da metodologia proposta pela Aneel

Como visto na seção anterior, a metodologia proposta pela Aneel diverge bastante da concepção original do Fator X. A seguir, analisaremos cada componente do Fator X proposto pela Aneel.

### 4.1. Componente de Produtividade: o Fator $X_e$

A introdução do componente de produtividade apresenta uma série de problemas que torna o seu emprego desaconselhável. Há quatro problemas principais:

- ❑ a deturpação do regime de preço-teto pactuado nos contratos de concessão
- ❑ o ajuste dos investimentos *ex-post*;
- ❑ a confiança demasiada na metodologia de empresa de referência para estimar os custos operacionais e investimentos requeridos e;
- ❑ a projeção do crescimento da carga utilizada pela Aneel.

Abordamos detalhadamente cada um destes problemas a seguir.

#### 4.1.1. Questões referentes à deturpação do regime regulatório

O componente de produtividade proposto pela Aneel nada mais é que um ajuste para garantir o repasse dos ganhos (ou perdas) de escala para os consumidores. O componente de produtividade tem o efeito de transformar o regime de preço-teto em um regime de receita máxima ajustado para o crescimento da carga utilizando a metodologia de empresa de referência. Cada ano o fluxo de caixa do período tarifário é recalculado considerando o crescimento da carga verificado e os custos operacionais e investimentos estimados pela metodologia de empresa de referência para atender tal carga. O ajuste decorrente do recálculo do Fator  $X_e$  no final do período tarifário (ou no reajuste anual, caso a diferença entre o fluxo de caixa efetivo e o fluxo de caixa estipulado pelo modelo seja maior que 2,5%) tem o efeito de garantir a cobertura dos custos operacionais e o custo de capital dos ativos imobilizados ao longo do período tarifário conforme a metodologia de empresa de referência.

A idéia de eliminar o risco comercial do negócio é, a princípio, razoável, desde que operacionalizado de forma neutra (de forma a repassar tanto as economias de escala como as deseconomias de escala). A retirada do risco comercial teoricamente torna a rentabilidade da empresa mais estável, reduzindo assim o custo do capital. Dado o elevado custo do capital no Brasil, o efeito de uma redução do risco da empresa poderia resultar em uma redução da tarifa para o consumidor. Por outro lado, essa mudança implica uma transferência do risco comercial para o consumidor. Dado que a empresa está mais apta a mitigar os efeitos do risco comercial (ajustando rapidamente os seus planos de expansão e estratégia operacional) pode ser preferível alocar esse risco à empresa concessionária. Além disso, a aversão ao risco do consumidor pode ser maior

do que a aversão ao risco das empresas concessionárias, situação na qual seria melhor alocar o risco às concessionárias.

A mudança do regime regulatório não pode ser efetuada de forma unilateral, seja pela agência reguladora ou pelo poder executivo. O regime de preço-teto foi estabelecido no contrato de concessão e só pode ser modificado se houver uma mudança no contrato de concessão acordada por todas as partes (o poder concedente, a agência reguladora e a empresa concessionária).

É importante lembrar que o crescimento da carga, e as economias de escala associadas, foram considerados no momento em que foram fechados os contratos de concessões. A extração das economias de escala das empresas frustraria essas expectativas, prejudicando os investidores<sup>16</sup>.

O aspecto mais preocupante com relação à introdução do componente de produtividade é o reajuste retroativo. Se a sua implementação não for totalmente transparente, abrirá a porta para a extração da renda da empresa de forma retroativa, o que minaria o esquema de incentivos para a empresa buscar ganhos de eficiência. Na revisão tarifária o reajuste decorrente do recálculo do Fator  $X_e$  será feito junto com a revisão da tarifa (determinação da tarifa que proporciona o equilíbrio econômico-financeiro da empresa). Se esses ajustes não forem realizados de forma muito transparente seguindo critérios objetivos e robustos, o reajuste decorrente do Fator  $X_e$  poderá ser manipulado destruindo a estrutura de incentivos da empresa concessionária.

#### 4.1.2. Questões referentes ao tratamento dos investimentos

Na metodologia da Aneel, o Fator  $X_e$  é recalculado a cada ano levando em conta o fluxo de caixa descontado dos custos e receitas esperados e verificados ao longo de todo o período tarifário. Adotando a nomenclatura apresentada anteriormente, com algumas pequenas alterações, o recálculo do Fator  $X_e$  é regido pela seguinte equação:

$$\sum_{t=1}^N \frac{P_0 Q_t (1 - X_{et})^t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{CO_t + Inv_t}{(1+r)^t} + A_0 - \frac{A_N}{(1+r)^N}.$$

O termo do lado esquerdo corresponde ao valor presente das receitas esperadas ao longo de todo o período tarifário e o termo do lado direito corresponde ao valor presente dos custos. O primeiro elemento do lado direito da equação equivale ao valor presente dos custos operacionais e dos investimentos e o segundo elemento é um ajuste para desvios do montante de investimentos acima ou abaixo da taxa de retorno arbitrada pela Aneel.

O problema da metodologia proposta com relação aos investimentos é a correção *ex-post* do componente  $X_e$ . A expansão da rede de distribuição requer um certo tempo. Como os investimentos precisam preceder o crescimento da carga, torna-se necessário realizá-los com base nas projeções de crescimento. No caso de uma frustração do

<sup>16</sup> Os contratos de concessão não detalhavam como o Fator  $X$  seria calculado, mas estabelecia que seria um valor estabelecido no início do período tarifário, não sendo recalculado retroativamente.

crescimento da carga prevista, a metodologia proposta prevê que o componente  $X_e$  seria recalculado levando em conta a carga efetiva. Isso implicaria em uma redução dos investimentos pela metodologia da empresa de referência e, conseqüentemente, em uma redução das tarifas. Isso provocaria uma perda para a empresa, pois, uma vez realizado o investimento, ele não pode ser desfeito sem ônus. De modo semelhante, se houver uma elevação da carga acima do esperado, a empresa terá que acelerar os investimentos, o que poderá temporariamente elevar os custos operacionais, dado que o sistema estará operando ao limite de sua capacidade, e elevar o custo do investimento, dada a urgência de expansão da rede. O recálculo do Fator  $X_e$  não contempla essa limitação temporal, o que distorce a avaliação dos custos e investimentos eficientes.

#### 4.1.3. Questões referentes ao emprego da metodologia de empresa de referência

A Aneel busca superar a assimetria de informações existente e proporcionar os incentivos para as empresas buscarem aumentar a sua produtividade através da regulação por comparação, mais especificamente, adotando a metodologia de empresa de referência. Esta metodologia estima os custos operacionais e os investimentos requeridos na distribuição a partir de parâmetros básicos.

A Aneel estabelece a projeção de investimentos na subtransmissão a partir do plano de expansão da empresa concessionária. É uma boa opção, pois o montante de investimentos requeridos pode variar muito de uma área de concessão para a outra e de um período para o outro, dependendo de como for o crescimento da carga e da configuração da rede atual.

Para os investimentos de distribuição a Aneel, utiliza uma fórmula simplificada (página 25 da Nota Técnica):

$$INVD_t^e = A_{t-1} \left[ a \left( \frac{Q_t}{Q_{t-1}} - 1 \right) + (1-a) \left( \frac{C_t}{C_{t-1}} - 1 \right) \right]$$

Essa equação sugere que o montante dos investimentos requeridos em distribuição aumenta na proporção  $a$  do crescimento da carga,  $Q_t$ , e na proporção  $(1-a)$  do aumento no número de clientes,  $C_t$ . Essa equação simplifica demasiadamente a estimação dos custos. Os valores adotados para o parâmetro  $a$  são os mesmos para todas as concessionárias sendo discriminados apenas para linhas, subestações e ramais de consumidores:

$$a = \begin{cases} 0,6; & \text{para linhas (por km)} \\ 0,9; & \text{para subestações} \\ 0; & \text{para ramais de consumidores} \end{cases}$$

O montante de investimentos requeridos em distribuição para atender um determinado incremento da carga pode variar bastante dependendo das características da carga e da configuração e da estratégia operacional da empresa. As principais características da carga que afetam o montante de investimentos requeridos são:

- ❑ a distribuição geográfica dos clientes;
- ❑ as características da carga (demanda de potência, demanda de energia, demanda de energia reativa, modulação da carga, diversidade da carga, etc);
- ❑ o nível de tensão;
- ❑ a topografia da região;
- ❑ se as redes são aéreas ou subterrâneas.

Essas características variam de empresa para empresa, mas também ao longo do tempo conforme o crescimento da carga.

Além disso, o montante de investimentos pode variar dependendo da forma que a rede é projetada e da estratégia operacional da empresa. Uma empresa pode optar por instalar um sistema mais simples que requer menos investimentos – mas requer maiores custos operacionais – ou pode optar por um maior investimento em equipamentos e automação para reduzir os custos operacionais.

A opção da estratégia operacional depende não só da administração da empresa, mas também da perspectiva de crescimento da carga. Se a perspectiva de crescimento for incerta, a empresa poderá optar pela minimização dos investimentos (mesmo que isso implique em maiores custos operacionais), para evitar o risco de realizar investimentos desnecessários, caso não ocorra um crescimento da carga, por exemplo.

A metodologia adotada para o cálculo dos investimentos na reposição dos ativos num determinado ano  $t$  é baseada na estimação dos ativos que atingem o fim de sua vida útil ( $VU$ ) naquele ano:

$$A_{t-VU} - W_{t-VU} = \frac{(A_t - W_t)}{(1+T)^{VU}}$$

no qual  $T$  representa a taxa de crescimento dos ativos ao longo dos últimos  $VU$  anos e  $(A_t - W_t)$  representa a base de remuneração bruta (base de remuneração líquida,  $A_t$ , menos o capital de giro,  $W_t$ ). Novamente esse cálculo é baseado em parâmetros generalizados para todas as empresas concessionárias:

$$VU = \begin{cases} 20 \text{ anos,} & \text{para ramais de consumidores} \\ 30 \text{ anos,} & \text{para redes e subestações de distribuição} \end{cases}$$
$$T = \begin{cases} 9\%, & \text{para ativos de distribuição} \\ 6\%, & \text{para ramais de consumidores} \end{cases}$$

Destaca-se que os valores adotados representam as taxas de crescimento máximas, o que tenderá a sub-dimensionar a reposição de ativos efetiva.

Essa metodologia apesar de buscar aproximar a reposição efetiva em cada período, é muito suscetível a erro, pois, por tratar-se de uma exponencial, pequenas diferenças na

taxa de crescimento resultarão em grandes variações na estimativa dos ativos a serem repostos.

A estimação dos custos operacionais também é baseada em fórmulas simplificadas. Supõe-se que todos os custos de gestão comercial ( $CO_p^{cc}$  e  $CO_r^{cc}$ ) e os custos de pessoal na operação e manutenção ( $CO_p^{O\&M}$ ) e na administração ( $CO_p^A$ ) cresçam na mesma proporção que o número de clientes. Além do mais, assume-se que os demais gastos em operação e manutenção ( $CO_r^{O\&M}$ ) cresçam na mesma proporção da carga, enquanto os demais gastos em administração ( $CO_r^A$ ) são mantidos constantes ao longo do período tarifário.

$$CO_t^{O\&M} = \frac{Q_t}{Q_{t-1}} CO_{r,t}^{O\&M} + \frac{C_t}{C_{t-1}} CO_{p,t}^{O\&M}$$

$$CO_t^{cc} = \frac{C_t}{C_{t-1}} CO_t^{cc}$$

$$CO_t^A = CO_{r,t}^A + \frac{C_t}{C_{t-1}} CO_{p,t}^A$$

Assim como os investimentos, os custos operacionais podem variar muito dependendo da estratégia operacional da empresa, de características da área de concessão e do perfil da carga. O aumento dos custos operacionais decorrente da expansão do consumo pode variar muito dependendo da origem do crescimento da carga. Precisam ser considerados:

- ❑ as classes de consumo que apresentam o maior crescimento;
- ❑ os níveis de tensão em que a carga cresce mais;
- ❑ em quais partes da rede ocorre a maior parte do crescimento da carga;
- ❑ eventos climáticos;
- ❑ se o crescimento da carga decorre primordialmente de novos clientes (crescimento horizontal) ou de clientes existentes (crescimento vertical).

A estimação de empresa de referência adotada pela Aneel ignora todos esses elementos. A consequência destas simplificações é que pode ocorrer uma divergência crescente entre os montantes de investimentos e custos operacionais estimados pela Aneel e a situação efetiva das empresas.

Esta divergência entre os custos estimados e efetivos não só pode prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa concessionária como também pode distorcer a estrutura de incentivos. Se algum elemento dos custos operacionais ou do montante de investimentos estiver sub ou sobre-dimensionado e os valores da base de remuneração e os custos operacionais da empresa forem ajustados nas revisões tarifárias para aproximarem-se dos valores verificados, a empresa terá um incentivo para se desviar da estratégia operacional ótima, para assim maximizar o seu lucro, dado o regime

regulatório. A empresa tenderá a expandir os dispêndios nos ativos ou operações sobre-dimensionadas e minimizar os dispêndios nos ativos ou operações sub-dimensionadas. No longo prazo, estes desvios da estratégia ótima podem resultar numa elevação dos custos e redução da qualidade do serviço.

#### **4.1.4. Questões referentes à estimação da carga**

A estimação do crescimento da carga é uma tarefa muito difícil. A taxa de crescimento da carga é muito volátil e diverge de forma significativa de uma área de concessão para outra e ao longo do tempo. Dada a importância do crescimento da carga para a estimação dos custos operacionais e dos investimentos a serem realizados, este fator precisa ser tratado com muita cautela. Nas revisões tarifárias realizadas em 2003 a estimação do crescimento foi feita a partir da seguinte regressão linear:

$$Q = \alpha_1^* + \alpha_2 PIB + \alpha_3 POP$$

sendo que  $\alpha_1^*$ ,  $\alpha_2$  e  $\alpha_3$  representam constantes; *PIB* representa o produto interno bruto nacional e *POP* a população na área de concessão da concessionária. As constantes são estimadas a partir dos dados históricos da carga, do PIB e da população. A estimação da carga no período tarifário é feita com as variáveis estimadas utilizando a projeção do PIB do Banco Central e a projeção da população obtida por extrapolação log-linear do crescimento populacional da área de concessão.

A estimação da carga não considera a taxa de crescimento do PIB local, a composição das classes de consumidores que compõem o crescimento da carga, nem as metas de universalização do serviço.

Estes elementos alteram de forma muito significativa a estimação dos custos operacionais e dos investimentos requeridos. Novamente, simplificações podem provocar disparidades grandes entre os custos e dispêndios efetivos e projetados.

Neste sentido, o componente de produtividade proposto pela Aneel introduz uma nova fonte de risco à empresa, mesmo que sejam corrigidos *ex-post*. Erros de projeção da carga da Aneel podem resultar em perdas muito significativas para as empresas concessionárias ou os consumidores se o custo de capital arbitrado pela Aneel for diferente ao custo de capital efetivo.

A empresa concessionária detém maior conhecimento de sua área de concessão, o que a permite projetar o crescimento de sua carga com mais acuidade do que o regulador. Além disso, as empresas concessionárias podem mitigar os erros de projeção ajustando o seu plano de investimentos e sua estratégia operacional à medida que a trajetória de crescimento da carga se desvia da tendência projetada. Ao se retirar esse risco da empresa concessionária, elimina-se o incentivo à mitigação do mesmo.

A correção da tarifa para os desvios acumulados entre o fluxo de caixa projetado e efetivo - seja durante o período tarifário (quando ultrapassar 2,5% do fluxo de caixa acumulado) ou no período tarifário seguinte - também prejudicam as empresas ao tornar

o seu fluxo de caixa instável ao longo do tempo. Períodos de alta rentabilidade serão seguidos de períodos de baixa rentabilidade e vice-versa. Isso implica que os balanços das empresas serão distorcidos pois, os resultados correntes poderão ser compensados por ajustes em anos futuros, de forma que os balanços deixam de representar adequadamente o desempenho da empresa no ano.

#### **4.2. Componente de Qualidade: o Fator $X_c$**

A produtividade refere-se a uma determinada quantidade e qualidade que uma empresa consegue produzir por um determinado custo. A idéia de tentar incorporar uma dimensão do elemento qualidade no Fator X é positiva nesse sentido. Proporcionar um incentivo para que as empresas concessionárias zelem pela qualidade de serviço e busquem a satisfação do cliente através desse componente do Fator X é uma iniciativa bem-vinda. No entanto, como no caso do componente de produtividade, problemas metodológicos comprometem a eficácia desse componente do Fator X.

Para se determinar o nível de qualidade ótimo a ser requerido das empresas concessionárias, é imprescindível considerar o custo de aprimoramento do nível de qualidade. Nesse sentido, a idéia de consolidar:

- a determinação das metas de qualidade;
- a avaliação e a premiação (ou punição) pelo nível de qualidade dos serviços prestados e sua avaliação; com
- o processo de determinação das tarifas;

no processo de revisões tarifárias com o Fator  $X_c$  é muito positiva. Infelizmente a metodologia proposta pela Aneel é inadequada por quatro motivos.

O primeiro e mais grave problema com a metodologia de cálculo do componente de qualidade é o risco moral embutido na pesquisa de campo utilizada para definir o Fator  $X_c$ . Trata-se de uma falha de concepção. O componente de qualidade, na forma concebida, recompensa o consumidor que avalia o serviço de sua empresa concessionária negativamente. Assim os consumidores têm um forte incentivo para avaliar a sua empresa concessionária abaixo da média a fim de reduzir as suas tarifas de energia elétrica<sup>17</sup>. Por outro lado, para obter melhores avaliações dos consumidores, as empresas muito provavelmente aumentarão os seus dispêndios em propaganda e distribuição de brindes, visando aumentar a simpatia do consumidor em relação à distribuidora, sem necessariamente melhorar a qualidade dos serviços prestados. Esse erro de concepção por si só é suficiente para desqualificar a validade desse componente.

---

<sup>17</sup> A estratégia ótima para os consumidores seria avaliar as empresas um pouco abaixo da média do ano anterior a fim de reduzir as tarifas pelo maior tempo possível. Avaliações muito abaixo da média não terão efeito, pois o Fator  $X_c$  é limitado a  $\pm 1\%$  e se a média das avaliações cair muito será mais difícil obter reduções nas tarifas nos anos subseqüentes.

O segundo problema com o componente de qualidade é que ele apresenta um viés de baixa. Ele, em média, deverá resultar na punição das empresas. O esquema de incentivos deve ser equilibrado, proporcionando a possibilidade de retornos acima do normal para as empresas com desempenho superior à média e retornos abaixo da média para empresas com desempenho inferior à média. Caso contrário, a taxa de retorno efetiva das empresas tenderá a ser inferior ao seu custo de capital.

O componente de qualidade apresenta um viés de baixa por vários motivos. Primeiro, porque as expectativas dos consumidores tendem a ser adaptativas. Isso implica que os consumidores – uma vez acostumados com um certo padrão de qualidade – tendem a se tornar mais exigentes. Assim, empresas concessionárias que apresentam um nível de qualidade superior, depois de algum tempo, tenderão a ser avaliadas de forma mais rigorosa do que anteriormente.

Segundo, porque o ajuste do componente de qualidade é assimétrico. Ajustes para cima só são permitidos quando a avaliação da empresa é superior à maior avaliação no período anterior ou 10% superior à avaliação média no período anterior (o que for maior). Já os reajustes para baixo ocorrem sempre que a avaliação da empresa for inferior à média no período anterior.

O terceiro problema com a metodologia do componente qualidade é que os incentivos e punições são baseados em uma comparação com a média das avaliações das empresas do “mesmo grupo da concessionária”. Dependendo da definição destes grupos, a base de consumidores que participarão na avaliação pode ser muito heterogênea. Nesse contexto, empresas com grupos de consumidores mais exigentes tenderão a obter uma avaliação mais rigorosa do que outras empresas que atuam em áreas de concessão menos exigentes.

O quarto problema é que a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica não depende somente do serviço da distribuidora. Falhas a montante, nos elos de geração e transmissão, também podem afetar o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. O consumidor não tem como distinguir a fonte de um problema de fornecimento de energia decorrente dos elos a montante, de forma que a avaliação da distribuidora poderá ser prejudicada por problemas que independem de sua atuação.

### **4.3. Componente Reindexador: o Fator $X_a$**

Esse componente altera o indexador utilizado para manter o valor real das tarifas. Os contratos de concessão das distribuidoras estabelecem explicitamente que as tarifas serão ajustadas pelo IGP-M apurado pela Fundação Getúlio Vargas. A introdução do componente reindexador fere diretamente esta cláusula contratual ao representar uma mudança de indexador.

Além disso, o ajuste diferenciado para gastos em pessoal e demais gastos não faz sentido quando aplicado à base de remuneração<sup>18</sup>. A base de remuneração representa um investimento realizado no passado pelo qual a empresa fez um dispêndio e recebe uma taxa de retorno pelo seu capital imobilizado. Independente do destino do montante dos investimentos – seja gastos em pessoal ou em equipamentos e materiais – o que está sendo corrigido é a taxa de retorno do capital imobilizado. Adotar uma taxa de retorno diferenciada para a parte da base de remuneração que se originou de gastos em pessoal não apresenta justificativa racional.

#### **4.4. Componente de Reajuste Extraordinário: O Componente K**

A idéia de que reajustes extraordinários podem ser incorporados na conta gráfica do Fator K para serem incluídos no próximo período tarifário não traria problemas se o custo de capital efetivo das empresas fosse exatamente igual à taxa de retorno arbitrada pela Aneel. Na maior parte do tempo isso não ocorrerá, o que implica que defasagens entre a ocorrência de custos e receitas levarão a desequilíbrios.

Para minimizar os desequilíbrios decorrentes da diferença entre o custo de capital efetivo da empresa e a estabelecida pela Aneel, a melhor opção seria promover reajustes extraordinários no momento que são reconhecidos.

Com relação ao tratamento da inflação incorrida ao longo do ano antes do reajuste, seria mais exato corrigir a indexação considerando a média do índice ao longo dos 12 meses. Isso evitaria distorções caso a inflação seja concentrada em alguns meses do ano. Na metodologia proposta pela Aneel ajusta-se o valor da Parcela B,  $VPB_t$ , pela média aritmética do índice de inflação inicial e final do respectivo ano, exprimido matematicamente pela equação:

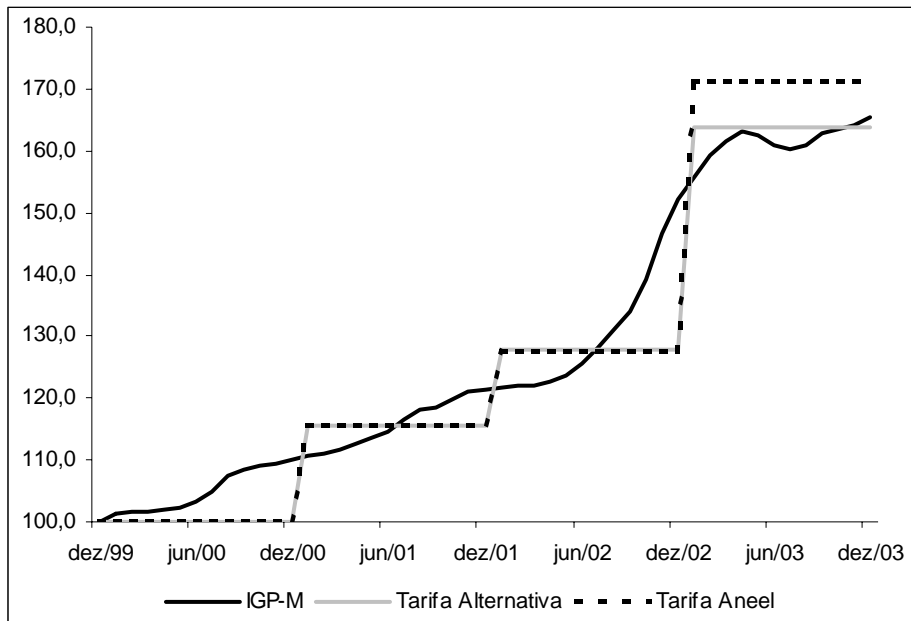
$$VPB'_{fn} = VPB'_m \prod_{t=1}^n \frac{IPB_{t-1} + IPB_t}{2}$$

Com a metodologia mais precisa a equação seria:

$$VPB'_{fn} = VPB'_m \prod_{t=1}^n \frac{\sum_{m=1}^{12} IPB_{tm}}{12}$$

O gráfico a seguir demonstra a trajetória da tarifa com as duas metodologias considerando um  $VPB$  constante.

<sup>18</sup> Conforme comentado na seção 2, parece razoável considerar diferentes indexadores na atualização monetária dos custos operacionais, desde que não haja rompimento dos contratos vigentes. Todavia, o mesmo não é válido quando se trata da base de remuneração.



## 5. Sugestões para o aperfeiçoamento do Fator X

Levando em conta os objetivos do regulador, oferecemos quatro sugestões para aprimorar a regulação por incentivos na distribuição de energia elétrica:

- estabelecer um Fator X fixo para o período tarifário;
- estabelecer um componente de qualidade com base em indicadores objetivos;
- a aplicação do indexador estipulado nos contratos de concessão;
- na revisão tarifária periódica, estabelecer um regime processual para a determinação da tarifa inicial considerando o plano de expansão e as projeções de custos e investimentos das empresas concessionárias, utilizando a metodologia de empresa de referência (e ou outros métodos de regulação por comparação) como uma fonte de informações para avaliar e ajustar os valores apresentados pelas empresas.

Recomendamos que o regime de preço-teto tradicional seja oferecido com um Fator X fixo para todo o período regulatório sem a possibilidade de reajuste ou compensação retroativa. O regime deve ser *forward-looking*, caso contrário, prejudicará o esquema de incentivos. A experiência internacional sugere que os ganhos de produtividade induzidos pelo regime de preço-teto mais que compensam as falhas desse regime regulatório.

Conforme já mencionado no texto, a idéia de mitigar o risco das empresas transformando o regime de preço-teto em um regime de receita máxima ajustado para o crescimento da demanda a princípio poderia ser uma opção interessante. No entanto, a sua implementação é complexa e está sujeita à introdução de uma série de distorções, particularmente devido a sua elevada dependência na estimativa de custos e investimentos requeridos pela metodologia de empresa de referência. Além disso, a sua implementação precisa ser consensual, através de um aditivo ao contrato de concessão.

Em relação à incorporação de um critério de qualidade na determinação do Fator X para o período tarifário, acreditamos que ela seja positiva. Entretanto, em contraste com o componente de qualidade proposto pela ANEEL, sugerimos que o ajuste para a qualidade seja baseado em critérios mais objetivos, que reflitam o aprimoramento da qualidade do serviço ao longo de todo o período tarifário em vez de ano a ano. Critérios possíveis de serem adotados como parâmetro são: duração e frequência de interrupções no fornecimento (DEC e FEC, respectivamente); tempo de espera nos *call centers*, entre outros. Recomendamos que o indexador estabelecido nos contratos de concessão seja respeitado, não sendo alterado, de forma indireta, por meio da incorporação de outros indexadores ao Fator X. Poder-se-ia considerar a possibilidade de adoção de um indexador setorial, mas esse tipo de mudança só deveria ocorrer por meio de um aditivo ao contrato de concessão em comum acordo entre as partes ou na renovação dos contratos de concessão.

A adoção de um indexador setorial reduziria o nível de inércia inflacionária<sup>19</sup>. Um indexador específico para o setor que refletisse de forma mais fidedigna os custos dos insumos utilizados na distribuição de energia elétrica, evitaria que elevações de preços alheios ao setor elétrico resultassem em elevações das tarifas de energia elétrica, que por sua vez, retroalimentam a inflação geral. Para que um indexador setorial seja bem sucedido é imprescindível que o índice setorial não seja manipulável pelo governo ou pelas empresas. Para isso, o índice teria que ser apurado por uma entidade independente, seguindo critérios objetivos e transparentes e composto de itens cujos preços não sejam manipuláveis pelas empresas concessionárias.<sup>20</sup>

Finalmente recomendamos a adoção de um regime processual na revisão tarifária no qual a empresa submeteria a sua estimativas de custos e investimentos requeridos no próximo período tarifário que seriam contrapostos com as estimativas da Aneel, por meio da metodologia de empresa de referência ou outros métodos de regulação por comparação. Nos itens que apresentassem maior divergência com as estimativas da Aneel, seria requerida uma revisão dos valores ou justificativa para a estimativa da empresa<sup>21</sup>. Esse regime processual permitiria um aprendizado e levaria em consideração as particularidades de cada área de concessão em cada período tarifário.

Para aprimoramento futuro do Fator X sugerimos a realização de estudos para identificar as fontes dos ganhos de produtividade. Até que ponto os ganhos de eficiência das distribuidoras decorrem do dispêndio de esforço (dedicação de funcionários, horas extras não remuneradas, economia nos gastos) ou da adoção de melhores tecnologias (escolha de equipamentos, configuração da rede organização da empresa ou estratégia operacional)? No primeiro caso os ganhos de eficiência só ocorrem à medida que há um dispêndio de esforço acima do normal. Já no segundo caso, os ganhos de eficiência são permanentes. Em ambos os casos é necessário recompensar a iniciativa, pois, no primeiro caso, se não houver uma recompensa pelo esforço despendido, os agentes se acomodarão, voltando à produtividade normal; no segundo caso, a obtenção de ganhos de eficiência decorre de investimentos em novos equipamentos, ou da introdução de novas formas de organização, técnicas ou processos que envolvem custos de implementação e precisam ser remunerados. Em muitos casos, esses esforços ou investimentos são intangíveis, isto é, não são quantificáveis contabilmente, o que torna praticamente impossível o monitoramento desses esforços e investimentos pelo regulador. Para que haja um incentivo para se promover novos ganhos de eficiência é necessário que parte dos ganhos de eficiência seja apropriada pela empresa.

---

<sup>19</sup> A eletricidade é um insumo básico da economia. Reajustes nos preços de energia elétrica impactam, em maior ou menor grau, praticamente todos os setores da economia.

<sup>20</sup> O uso de um indexador específico para o setor é indicado desde que os preços destes insumos não sejam determinados primordialmente pela demanda do setor. Caso os preços dos insumos sejam muito dependentes da demanda do setor, seja por tratar-se de uma situação de quase monopólio ou pelo fato das empresas concessionárias serem verticalmente integradas com os seus fornecedores, seria melhor manter um indexador geral de preços ou adotar um redutor ao indexador para evitar a manipulação do indexador pelas empresas do setor para elevar as tarifas.

<sup>21</sup> Esse é o regime processual adotado no Reino Unido (Rudnick e Donoso, 2000).

## **6. Síntese e conclusões**

A metodologia de cálculo do Fator X proposta pela Aneel na Nota Técnica 214/2003-SRE/Aneel apresenta uma série de deficiências que podem prejudicar a operação e expansão eficientes do segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil. Todos os três componentes do Fator X proposto apresentam falhas.

O componente de produtividade promove uma alteração do regime regulatório pactuado no contrato de concessão. Isso não significa que o regime não pode ser alterado, mas significa que qualquer alteração tem que ser acordada entre as partes por meio de um aditivo ao contrato de concessão. O componente de produtividade pode introduzir novas fontes de risco para a empresa e distorcer as decisões de investimento e operacionais de cada empresa concessionária. Estas distorções prejudicam a busca da eficiência na distribuição de energia elétrica, o que prejudicará a minimização do custo no longo prazo. Além disso, esse componente abre a porta para a extração de rendas da distribuidora de forma retroativa, o que prejudica a estrutura de incentivos proporcionada pelo regime regulatório.

O componente de qualidade tem um forte viés de baixa que tenderá a reduzir a taxa de retorno das empresas concessionárias. Além disso, o indicador pode ser manipulado pelos consumidores para reduzir a sua tarifa, o que compromete o processo de avaliação da qualidade e satisfação do cliente. O componente reindexador promove um rompimento do contrato de concessão, o que reduz a credibilidade do governo e, ao ser sancionada pela Aneel, prejudica a credibilidade do regulador.

Finalmente, recomendamos que reajustes extraordinários sejam efetuados imediatamente em vez de postergadas para o próximo período tarifário por meio do Fator K.

Por estas razões, não aconselhamos a adoção da metodologia proposta na Nota Técnica da Aneel.

Este é o nosso parecer,

São Paulo, 15 de janeiro de 2004.

Gesner Oliveira

Denise de Pasqual

Richard Lee Hochstetler

Sergio Conti

## 7. Referências bibliográficas

- Berg, S. (2003). *The Art and Science of Benchmarking*. Public Utility Research Center. Gainesville: University of Florida.
- Bernstein, J. I. e D. E. M. Sappington (1998). *Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans*. NBER Working Paper Series. Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Bernstein, J. I. e D. E. M. Sappington (2000). How to determine the X in RPI-X regulation: a user's guide. *Telecommunications Policy* 24: 63-8.
- Braeutigam, R. R. e J. C. Panzar (1993). Effects of the Change from Rate-of-Return to Price-Cap Regulation. *The American Economic Review* 83(2): 191-8.
- Laffont, J. (1994). The New Economics of Regulation Ten Years After. *Econometrica* 62(3): 507-537.
- Lewis, T. R. e D. E. M. Sappington (1989). Regulatory Options and Price-Cap Regulation. *The Rand Journal of Economics* 20(3): 405-16.
- Mayer, C. e J. Vickers (1996). Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal. *Fiscal Studies* 17(1): 1-18.
- Olson, W. P. e C. Richards (2003). It's All in the Incentives: Lessons Learned in Implementing Incentive Ratemaking. *The Electricity Journal* (December): 20-29.
- Resende, M. (2000). Regulatory regimes and efficiency in US local telephony. *Oxford Economic Papers* 52(3): 447-70.
- Rudnick, H. e J. A. Donoso (2000). Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation. *IEEE Transactions on Power Systems* 15(4): 1428-33.
- Sibley, D. (1989). Asymmetric Information, Incentives and Price-Cap Regulation. *The Rand Journal of Economics* 20(3): 392-404.
- Uri, N. D. (2002). Assessing the Effect of Incentive Regulation on Productive Efficiency in Telecommunications in the United States. *European Journal of Law and Economics* 13(2): 113-27.
- Weyman-Jones, T. (2001) Yardstick and Incentive Issues in UK Electricity Distribution Price Controls. *Fiscal Studies* 22(2): 233-47.