

Energia elétrica distribuída



1290004371

TCC/UNICAMP
P288e
IE



UNICAMP

CEDOC - IE - UNICAMP

Eficiência do Modelo da Empresa de Referência para detectar ganhos de escala das distribuidoras de energia elétrica.

fixed-term.rodrigo.pavan@br.bosch.com
rodrigotpavan@gmail.com

Aluno: Rodrigo Todra Pavan

RA: 046356

Orientador: Prof. Dr. Miguel Juan Bacic

Bacic, Miguel Juan

CEDOC - IE - UNICAMP

TCC/UNICAMP
P288e
1290004371/IE

» Economia da Unicamp, Novembro de 2009.

201000367

Rodrigo Todra Pavan

Eficiência do Modelo da Empresa de Referência para detectar ganhos de escala das distribuidoras de energia elétrica.

Monografia apresentada como requisito parcial para a conclusão do Curso de Ciências Econômicas da Universidade Estadual de Campinas-Unicamp, Instituto de Economia
Orientador: Prof. Dr. Miguel Bacic

Campinas, Instituto de Economia da Unicamp, Novembro de 2009.

Sumário

Introdução	6
Capítulo I - Conceito de Economias de Escala em Economia.....	8
1.1 Definição	8
1.2 Teoria dos custos.....	8
1.2.1 Custos de curto prazo.....	9
1.2.2 Custos de longo prazo.....	10
1.3 Monopólios Naturais	11
1.4 Análise das economias de escala.....	13
1.5 Economias de escopo	16
Capítulo II - A Regulação no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica	18
2.1 A prática regulatória.....	18
2.2 Regulação na distribuição de energia elétrica no Brasil	20
2.2.1 Novo modelo institucional.....	21
2.3 Modelo da Empresa de Referência	23
2.3.1 Marco Regulatório - ANEEL.....	25
2.3.1.1 Parcela A	26
2.3.1.2 Parcela B	26
Capítulo III - Análise e descrição da formação da tarifa de distribuição de energia elétrica no Brasil.....	28
3.1 Formação da Tarifa do Setor de Distribuição de Energia Elétrica.....	28
3.2 Fator X.....	33
3.2.1 Proposta da ANEEL para o cálculo do Fator X – Nota Técnica nº 326 de 2002	36
3.3 Assimetria de informação e eficiência do Fator x para captar ganhos de escala em empresas distribuidoras de energia.....	40
3.3.1 Assimetria de informação na regulação.....	40
3.3.2 Ganhos de escala no Fator X	41

Capítulo IV - Estudo de caso do aumento das operações de uma empresa de distribuição de energia – Uma análise da Revisão Tarifária Periódica da AES Eletropaulo em 2007	44
4.1 A empresa	44
4.2. Determinação da parcela A	45
4.2.1. Perdas de Energia Elétrica	45
4.2.2. Balanço Energético	47
4.2.3. Encargos Setoriais	49
4.2.4 Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica.....	49
4.2.5 Falha do modelo regulatório na Parcela A.....	50
4.2.5.1 Exemplo falha do modelo para a Parcela A.....	50
4.3. Determinação da Parcela B	51
4.3.1. Custos Operacionais Eficientes.....	52
4.3.2. Cálculo da Remuneração do Capital	53
4.3.3. Depreciação	53
4.4. Aspectos metodológicos da Revisão Tarifária Periódica.....	54
4.4.1. Reposicionamento Tarifário	54
4.4.1.1 Receita Requerida	55
4.4.1.1.1 Parcela A.....	55
4.4.1.1.2 Parcela B.....	55
4.4.1.1.3 Parcela A + Parcela B	55
4.4.1.2. Receita Verificada.....	56
4.4.1.3. Outras Receitas	56
4.4.1.4. Cálculo do Reposicionamento Tarifário	56
4.4.2. Fator X.....	57
4.4.2.1. Cálculo do Fator X.....	58
4.4.2.1.1. Mercado de energia	58
4.4.2.1.2. Receita	58
4.4.4.1.3. Custos Operacionais projetados	59
4.4.4.1.4. Investimentos considerados no Fator X.....	60
4.4.4.1.5. Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual	61

4.4.4.1.6. Fluxo de Caixa do Fator X.....	61
4.4.4.1.7. Limitações do modelo para cálculo do Fator X.....	62
V. Conclusão	64
Referências Bibliográficas	67

Introdução

A regulação por incentivos (price-cap) surgiu no Brasil no contexto das privatizações dos monopólios naturais, notadamente a distribuição de energia elétrica, em meados dos anos 1990. O objetivo principal é simular as características de competição que estariam ausentes caso não existisse a regulação setorial, de modo que, por um lado, premia as empresas que conseguem incrementar seus índices de produtividade, a fim de estimular as boas práticas e garantir a boa saúde financeira das companhias, mas por outro lado impede que se pratiquem preços abusivos, que vão contra a modicidade tarifária, premissa básica na regulação.

É possível afirmar, portanto, que os principais atrativos neste modelo de regulação são a capacidade da empresa em aumentar a remuneração do capital investido em decorrência do bom gerenciamento dos custos inerentes à operação do negócio e o repasse aos consumidores dos ganhos de produtividade até então apropriados pela concessionária. Basicamente, o modelo se destaca pela existência do conceito de empresa de referência para estimar os custos operacionais eficientes da concessionária, além de um "Fator X", que é descontado anualmente, nos reajustes tarifários anuais, com o intuito de repassar ao consumidor os ganhos de escala provenientes do aumento das operações.

Assim, o problema desta dissertação de conclusão de curso é: o Modelo da Empresa de Referência empregado pela ANEEL nas Revisões Tarifárias Periódicas é eficiente no sentido de detectar os ganhos de escala provenientes do aumento das operações?

Destarte, o objetivo deste trabalho é apresentar detalhadamente o processo de inserção do modelo no contexto regulatório nacional, suas premissas e conceitos básicos, além de toda a construção teórica para que se delineie uma Revisão Tarifária Periódica. No caso da AES Eletropaulo. Portanto, com base na revisão teórica, será discutida a competência do modelo em captar os ganhos de escala advindos de um aumento nas operações, num ambiente envolto pela assimetria de informação entre regulador e regulado.

A hipótese adotada é que o modelo da Empresa de Referência não é totalmente eficiente no sentido de captar a totalidade dos ganhos de escala provenientes do aumento das operações.

O trabalho é composto pelo Capítulo 1, cujo foco é um estudo teórico com respeito às economias de escala; o Capítulo 2, por sua vez, apresenta a evolução da regulação no mundo e no Brasil, além do Modelo da Empresa de Referência e uma introdução à formação da tarifa na distribuição de energia elétrica, que será discutida minuciosamente no Capítulo 3, que apresenta, no mais, considerações teóricas sobre assimetria de informação e ganhos de escala num ambiente regulatório.

Por fim, no Capítulo 4, há um estudo de caso, já citado, relativo à Revisão Tarifária Periódica de 2007 da AES Eletropaulo, onde é apresentado o modelo na prática e suas deficiências, tanto no que concerne à Parcela A (custos não-gerenciáveis), como no que diz respeito à Parcela B (custo gerenciáveis). O erro metodológico referente ao cálculo da Parcela A, erro confesso da ANEEL e que tem sido foco da imprensa atualmente, além de críticas ao cálculo do Fator X, serão temas abordados ao longo deste capítulo.

Capítulo I - Conceito de Economias de Escala em Economia

1.1 Definição

Por definição, entende-se por economia de escala a situação existente quando o custo médio decresce com o aumento da produção, ou seja, é aquela que organiza o processo de produção de modo que se alcance a máxima utilização dos fatores produtivos envolvidos no processo, buscando como resultado baixos custos de produção e o incremento de bens e serviços. Ela ocorre quando a expansão da quantidade de produção de uma empresa ou indústria ocorre sem um aumento proporcional no custo de produção. Como resultado, o custo médio do produto tende a ser menor com o aumento da produção.

Segundo Looty e Szapiro (2002), é possível verificar, para uma determinada função de custos, a existência de economia de escala com a utilização do conceito de elasticidade-custo (quociente entre a variação relativa dos custos médios de produção e a variação relativa das quantidades produzidas):

$$\varepsilon_c = \frac{\Delta C / C}{\Delta Q / Q}$$

Quando os custos aumentam na mesma proporção do aumento das quantidades produzidas, tem-se que $\varepsilon_c = 1$.

A economia de escala está caracterizada quando os custos relativos aumentam menos que proporcionalmente ao aumento relativo da produção, ou seja, quando $\varepsilon_c < 1$. Quando a variação relativa das quantidades é menor que a variação relativa dos custos, chega-se à situação de deseconomias de escala.

1.2 Teoria dos custos

Será feito, agora, uma breve revisão bibliográfica acerca da teoria dos custos, abordando seus principais pontos e conceitos. O marco inicial desta análise debruça-se acerca da distinção entre curto prazo (a situação em que a quantidade utilizada de alguns fatores de produção é fixa) e longo prazo (é possível modificar as quantidades utilizadas de todos os fatores).

1.2.1 Custos de curto prazo

No curto prazo, os custos variáveis e totais aumentam com a produção. Além disso, os custos de produção são diferenciados em relação a custo total, ao custo marginal e ao custo médio.

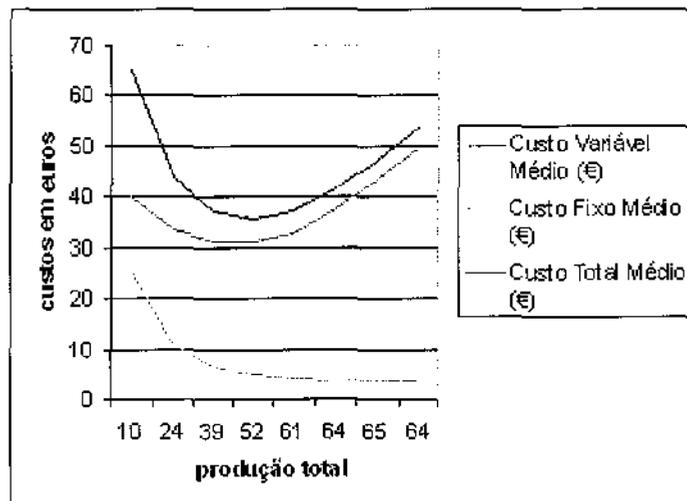
O custo total da produção de uma empresa tem dois componentes: o custo fixo (CF), que deve ser pago independentemente da quantidade produzida, e o custo variável (CV), que são os custos relativos à utilização de insumos variáveis no processo de produção, variando conforme o nível de produção. O custo unitário ou custo médio pode ser definido pela relação entre os custos totais e a quantidade de produto.

O custo médio pode ser:

- Custo fixo médio (custo fixo dividido pelo nível de produção);
- Custo variável médio (custo variável dividido pelo nível de produção);
- Custo total médio (custo total dividido pelo nível de produção).

O custo fixo não varia com o nível de produção, como pode ser observado no gráfico abaixo, que indica como se diluem os gastos fixos entre as quantidades crescentes de produto:

Figura 1.1 - Os gastos fixos em função do tempo



Fonte: www.cliqsolo.com.br

Quando se deseja conhecer o impacto no Custo Total decorrente da produção de uma unidade adicional de produto, obtém-se o Custo Marginal, que é o custo que se relaciona à produção de uma unidade extra de produto.

Ainda com relação ao custo marginal, não é de difícil compreensão conceitos de custos médios, fixos e variáveis, porém há uma dificuldade maior quando o foco são os custos marginais. O que é conhecido como custo incremental ou marginal é, portanto, o custo de produzir uma unidade adicional de produto ou serviço.

Para algumas empresas, custos marginais e custos médios são bastante próximos, ocorrendo quando os custos médios são constantes, custando aproximadamente a mesma coisa para produzir mais uma unidade que o custo médio para produzir os demais produtos ou serviços.

Para as empresas que exigem infra-estrutura “pesada” e altos custos de capital, tais como as empresas aéreas, de telecomunicações, de saneamento, a estrutura de custos impacta em custos fixos altos. Isso se verifica quando se considera os custos de capital fixo, e quando o custo de produção de uma unidade adicional é baixo. A lógica, de acordo com Maital (1996), é a seguinte: se o preço do produto excede os custos marginais, a empresa realizará algum lucro, mesmo que esta tarifa não cubra todos os custos. A análise dos chamados monopólios naturais será objeto de estudo no decorrer deste capítulo.

1.2.2 Custos de longo prazo

No longo prazo, todos os custos são variáveis, pois tanto a quantidade de produção, como os custos de cada fator e as combinações técnicas entre eles são variáveis, não havendo custo fixo. Ferguson (1992) defende que um agente econômico opera no curto prazo e planeja no longo prazo. De acordo com Pindyck e Rubinfeld (1994), uma linha de isocusto¹ inclui todas as possíveis combinações de mão-de-obra e de capital que possam ser adquiridas a um determinado custo total, onde cada diferente nível deste descreve uma linha de isocusto diferente.

Para Varian (1994), a função de custo $c(w_1, w_2, y)$ mede o custo mínimo de produzir y unidades do produto quando os preços dos fatores são (w_1, w_2) . Quando aumenta a quantidade do insumo mão-de-obra utilizada, é necessário diminuir a

¹ O valor absoluto do declive da reta de isocusto representa a taxa a que se trocam os fatores no mercado.

quantidade de capital, a fim de manter o produto constante. As escolhas de insumos que geram custos mínimos para a firma dependerão dos preços dos insumos e do nível de produto que a firma deseja produzir, resultando nas escolhas que minimizam custo para um dado nível do produto.

Ainda conforme Pindyck e Rubinfeld (1994), no longo prazo, a capacidade de variar a quantidade do capital permite que a empresa reduza seus custos. O mais importante determinante do formato das curvas de custo médio e de custo marginal são os rendimentos crescentes, constantes e decrescentes de escala. A curva de custo marginal no longo prazo é determinada a partir da curva de custo médio no longo prazo, sendo que ela mede a variação ocorrida no longo prazo nos custos totais, à medida que a produção seja cada vez mais elevada.

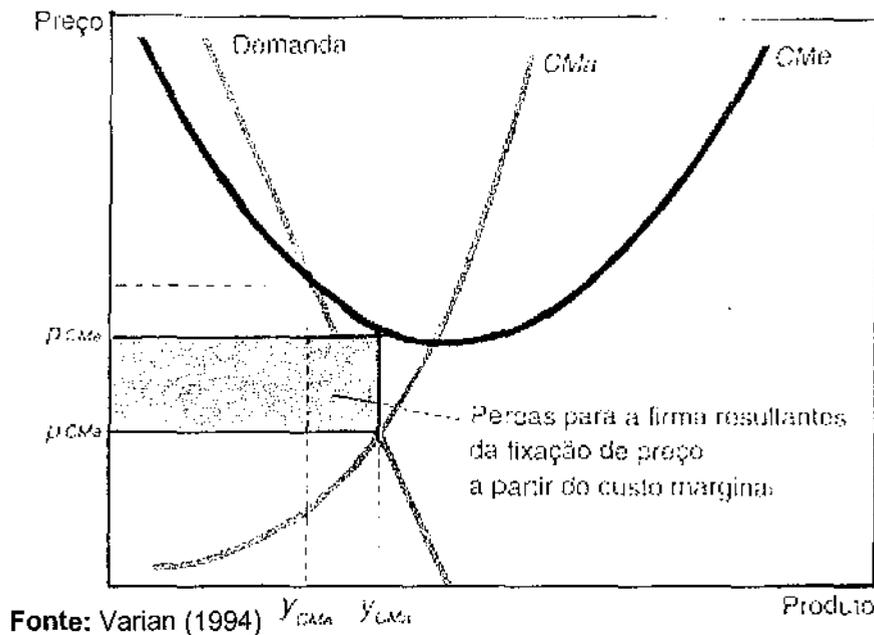
1.3 Monopólios Naturais

Monopólio é como se denomina uma situação de ausência de concorrência, em que uma empresa detém o mercado de um determinado produto ou serviço, podendo impor seus preços. O monopólio natural é uma situação de mercado em que os investimentos necessários são muito elevados e os custos marginais são muito baixos. Caracterizados também por serem bens exclusivos e com muito pouca ou nenhuma rivalidade. Esses mercados (geralmente regulamentados pelos governos) possuem prazos de retorno muito grandes, por isso funcionam de modo mais eficiente quando bem protegidos.

Os serviços de utilidade pública constituem monopólios naturais, característica esta observada primeiro porque estes serviços tendem a interferir com o uso efetivo das áreas urbanas, segundo porque a concorrência não permite estabelecer tarifas que remunerem os investimentos necessários à expansão dos sistemas e em terceiro porque a existência de mais de uma empresa as leva a incorrer em custos médios superiores aos de um monopolista. Johnson, Saes, Teixeira e Wright (1996) são categóricos ao afirmarem que o efeito conhecido como economia de escala, no qual se promove a redução dos custos pelo aumento da escala de produção, permite a prestação do serviço com tarifas mais baixas do que em regime de concorrência.

O gráfico a seguir apresenta uma empresa de serviços públicos, onde o ponto mínimo da curva de custo médio está à direita da curva de demanda, e a intersecção da demanda e do custo marginal se localiza abaixo da curva de custo médio. Embora o nível de produto Y_{CMa} seja eficiente, não é lucrativo, porque não cobre seus custos.

Gráfico 1.2 – Funções de custo para uma empresa de serviços públicos



Normalmente as empresas produzem mais de um produto. A decisão de produzi-los pode obedecer a estratégias da empresa no mercado, mas também podem ser por razões de ordem tecnológica e de custos que aconselhem a produção de dois ou mais bens em uma mesma firma. Quando o custo de produção conjunto de dois ou mais bens é menor do que a soma da produção de cada um de forma separada, tem-se a chamada *economia de alcance ou escopo*. Conforme bem enfatiza Chisari e Celani (1998), isto é bem observado nas atividades denominadas "public utilities" tais como em telecomunicações (chamadas de curta e longa distância), geração de energia elétrica (horas de pico e de baixa), linhas aéreas e ferrovias (transporte de carga e passageiros), saneamento (água, esgoto).

No caso em que prevalecem custos médios decrescentes, tem-se o chamado Monopólio Forte, enquanto se existem as condições tecnológicas de subaditividade de custos sem economia de escala, caracteriza-se isto como um Monopólio Fraco. Como na grande maioria, os monopólios naturais são regulados ou operados pelo

governo. Se não houver nenhum subsídio, a firma terá que operar acima da linha de custos para obter lucros. Oferecendo o serviço para todos que estejam dispostos a pagar por ele, terá que operar na curva de demanda. Neste caso, a empresa regulada irá operar no ponto (p_{CMe}, y_{CMe}) . Neste ponto, a firma vende o seu produto ao custo médio de produção, cobre os seus custos de produção, mas oferece uma quantidade de produto menor do que o nível eficiente. Essa solução é chamada de "a segunda melhor", quando os reguladores estabelecem os preços que a firma pode cobrar.

1.4 Análise das economias de escala

É possível identificar a presença de economias de escala para um determinado produto à medida que há a redução de seu custo unitário de produção e distribuição no momento em que se eleva seu volume de produção. Ou seja, as economias de escala se apresentam sob dois diferentes prismas. Enquanto algumas economias de escalas se dão em nível de planta, a saber, sua existência depende do volume de produção obtido em uma mesma planta, outras se dão no âmbito da quase-firma², refletindo, destarte, a produção total de uma determinada firma, mesmo que esta produção seja proveniente de mais de uma planta. Os exemplos de economias de escala em nível de plantas as reduções nos custos de capital e operacionais por unidade produtiva, que geram maior dimensão da planta. Em nível de quase firma, por sua vez, ocorrem a partir da redução dos custos unitários de distribuição e venda, além da possibilidade da compra de insumos e preços mais baixos quando se aumenta o volume de produção de um bem pela firma.

No mais, também há a possibilidade de que os custos de produção de um determinado bem sejam reduzidos em virtude da maior dimensão da firma, mesmo que esta maior dimensão não esteja diretamente relacionada a um maior nível de produção do produto. Por exemplo, no caso da busca por uma alavancagem financeira, a firma de maior porte conseguirá obter recursos financeiros a uma taxa de juros mais baixa. Na realidade, não há existência, neste caso, de economias de escala em sua definição mais clara, não sendo possível incorporar tais efeitos numa

² Quase-firma: segmento de uma firma diversificada que produz um determinado bem. (Guimarães, 1983).

curva de escala, uma vez que não é possível uma ligação a níveis específicos de produção³.

No que diz respeito às fontes das economias de escala, a classificação mais utilizada consiste na distinção entre economias pecuniárias e técnicas (ou reais). As economias pecuniárias originam-se de:

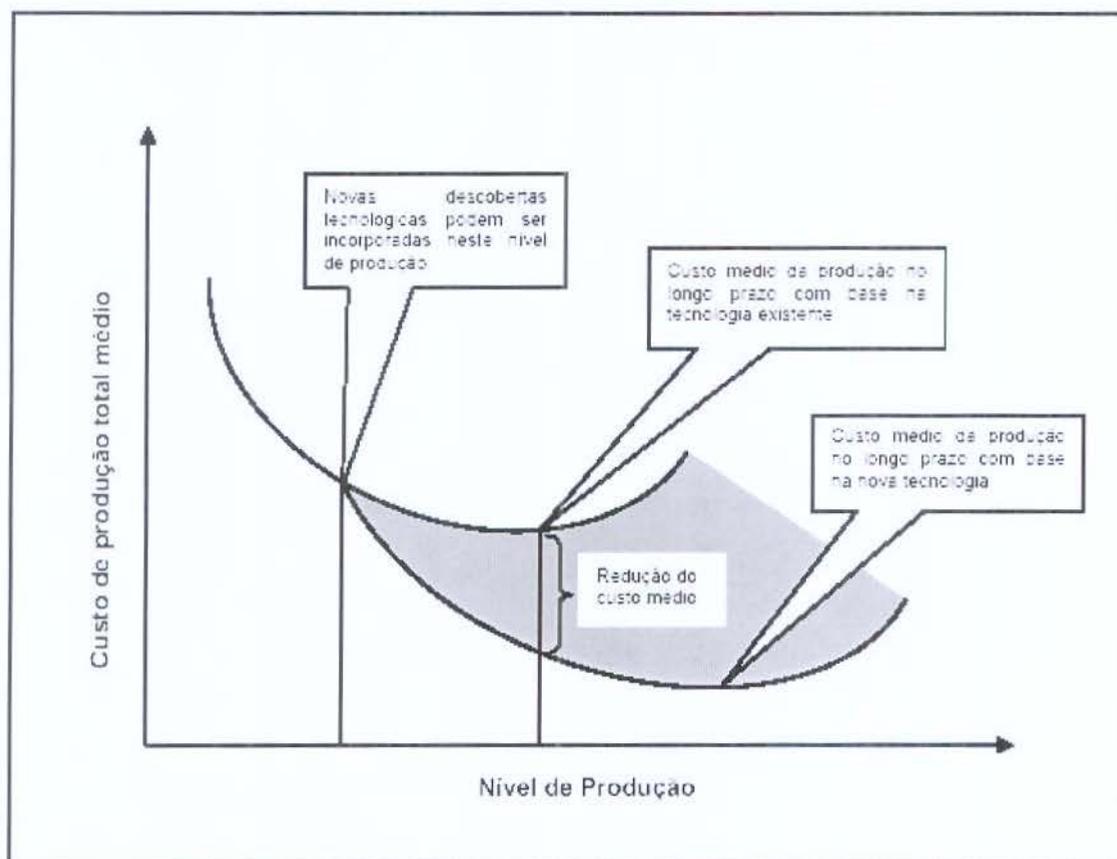
- A)** Reduções nos custos unitários dos produtos utilizados, proporcionados pelo maior volume de transações, que acompanha os aumentos na escala;
- B)** Menor custo de capital, haja vista que projetos maiores são executados por empreendedores de capacidade econômica mais elevada, que têm acesso mais fácil a fontes de recurso de longo prazo.

Já com relação às economias técnicas ou reais, têm-se como exemplos:

- A)** Com aumentos de escala é possível aproveitar melhor a mão-de-obra através de treinamento, especialização e divisão do trabalho;
- B)** Tamanhos maiores permitem a utilização de equipamentos mais avançados tecnologicamente e, portanto, mais eficientes, ou seja, produzem com menor desperdício e maiores índices de rendimento. A figura a seguir mostra o impacto de uma nova tecnologia sobre os custos de produção no longo prazo:

³ O que ocorreria, neste caso, seria afetar a curva de escala como um todo, deslocando-a para cima e para baixo.

Figura 1.3 – Impacto de uma nova tecnologia sobre os custos de produção



Fonte: Nellis e Parker (2002)

C) O valor investido por unidade de capacidade instalada tende a diminuir com aumentos da escala de produção. O preço de aquisição de um equipamento cuja produção seja o dobro de outro não será duas vezes mais. Ao dobrar a capacidade de um equipamento pode admitir-se que os investimentos complementares seguirão o mesmo princípio de ordem geral. No mais, não necessariamente sobrarão os custos operacionais resultados da relação homem/máquina, consumo de energia, etc. Por fim, é possível que haja considerável economia do espaço ocupado, gerando benefícios adicionais, já que o volume de um equipamento não crescerá na mesma proporção de sua capacidade de produção.

Ademais, muito embora as economias de escala sejam, usualmente, referidas ao fluxo de produção em dado período de tempo e que esta seja a variável associada ao eixo horizontal da curva de escala, é também relevante a produção total do bem ao longo do tempo, uma vez que trará à superfície quais são os custos fixos iniciais em cada unidade produzida. Portanto, o período pelo qual o produto

será fabricado definirá, destarte, a contribuição dos custos iniciais para os custos fixos em cada período de tempo⁴.

Lootty e Szapiro (2002) informam que existem evidências empíricas de que, no longo prazo, as curvas na prática têm o formato de “L”. O principal argumento é que o adequado gerenciamento dos fatores de produção e seus custos determinam a obtenção continuada de economias de escala. O conhecimento dos fatores de produção, a identificação dos gargalos existentes e das melhorias que necessitam ser introduzidas nos processos produtivos, da aprendizagem e dos custos associados gera oportunidade de elevar o nível da produtividade de forma que possam ser aumentadas as quantidades produzidas com a redução do custo médio.

A teoria microeconômica tradicional afirma que cada escala de produção no longo prazo pode ser representada por um conjunto de curvas de curto prazo. A curva de custo médio no longo prazo é uma envoltória das curvas de curto prazo e ajuda a explicar como os custos se alteraram de acordo com a variação das quantidades produzidas resultantes da ampliação dos fatores de produção.

1.5 Economias de escopo

Outro conceito associado à economia de escala é a economia de escopo. Enquanto as economias de escalas estão diretamente relacionadas ao processo produtivo de um determinado produto, as economias de escopo estão relacionadas ao compartilhamento dos recursos entre as várias linhas de produção, atividades de apoio e infra-estrutura.

Em 1982, Bailey e Friedlaender propuseram uma visão sobre economias de escopo que perdura até hoje, sendo que, em suas visões, as economias de escopo são derivadas do compartilhamento de recursos tangíveis e intangíveis na produção de vários produtos pelas unidades de negócio, resultando em redução dos custos globais de produção, impactando, destarte, na redução dos custos unitários da cada linha de produtos.

⁴ De acordo com Guimarães (1983), esta questão não aparece na microeconomia tradicional pois há a premissa implícita de que a produção de um bem é superior à vida útil dos equipamentos.

O aumento da variedade dos produtos, com o pleno aproveitamento da capacidade produtiva e das demais atividades, reduz os custos totais da produção e, por conseguinte, os custos unitários de cada linha de produto em específico.

Capítulo II - A Regulação no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica

2.1 A prática regulatória

A questão da regulação econômica, definida como a ação do Estado que tem por finalidade a limitação dos graus de liberdade que os agentes econômicos possuem no seu processo de tomada de decisões é, ainda, um dos principais pontos da agenda dos governos nacionais, seja pelo enrijecimento da atividade regulatória, seja pela desregulamentação, cujo movimento se mostrou tão forte nos anos 1990 e perdeu relativa força com o atual cenário de crise econômica mundial. De acordo com Danni e Moita (2007), no contexto moderno da regulação econômica, a discricionariedade do regulador é essencialmente limitada pela legitimidade dos argumentos técnicos que norteiam seus atos. A prática regulatória em Estados democráticos revela que decisões baseadas em argumentos que carecem de um devido suporte técnico tendem a perder força ou serem revertidas com o tempo.

Destarte, fica evidente que a prática regulatória é de suma importância na busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial, num contexto de assimetria de informações entre regulador e regulado. Os modelos de regulação tarifária utilizados no setor elétrico são, basicamente, os seguintes: tarifação pelo custo do serviço, tarifação com base no custo marginal e o price-cap (preço teto). Além disso, as agências de regulação criaram, também, mecanismos para acabar com os problemas oriundos a este processo, tais como o intervalo para revisão de tarifas, o mecanismo de yardstick competition⁵, que busca estabelecer padrões de eficiência, além de licitações para concessão de serviço público.

A **tarifação pelo custo de serviço (rate of return)** caracteriza-se pelo estabelecimento de uma tarifa que origine receita correspondente aos custos totais mais uma taxa de retorno sobre o capital. Devido ao fato de a taxa de retorno ser garantida em contrato, a empresa não foca seus esforços em uma redução de custos, sendo indiferente no que tange a composição dos custos. Desta forma, a falta de incentivo para uma gestão mais responsável dos custos pode causar grande

⁵ "Consiste numa forma de regulação por incentivos, adaptada em casos de monopólio natural. O objetivo é fomentar a redução de custos entre empresas, reduzir assimetrias de informação e estimular a eficiência econômica." Soares, Maria Isabel (2006)

malefício aos consumidores, que tendem a pagar mais caro por um serviço que poderia ser realizado a partir de custos inferiores.

Assim, o regulador, ao definir a receita que a empresa deve possuir, atenta-se ao histórico de custos da firma, para definir sua estrutura futura de custos, além de conhecer o estoque de capital da firma, para que seja aplicada uma taxa de retorno à empresa correspondente à remuneração do investimento realizado, que deve ser igual ao custo de oportunidade, a fim de evitar subinvestimento, em caso de um custo de oportunidade⁶ superior à taxa de retorno sobre os ativos, ou um superinvestimento, em caso de custo de oportunidade inferior à taxa de retorno sobre o capital investido. Este último caso é conhecido como efeito Averch-Johnson, que consiste numa excessiva acumulação de capital no setor em que a taxa de retorno for superior ao custo de oportunidade. Este critério foi adotado em diversos países, trazendo sérias conseqüências para as empresas nos períodos inflacionários, tendo em vista a desvalorização de seus ativos.

Já a **tarifação pelo custo marginal** busca transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para seu atendimento, cujo principal objetivo é atingir maior eficiência econômica. Portanto, as tarifas são diferenciadas de acordo, por exemplo, com as diferentes categorias de consumidores, com condições climáticas, de sazonalidade do consumo ao longo do dia (horários de pico), os níveis de tensão da linha, etc.

Por fim, a **regulação por limite de preços (price cap)** não leva em conta a série histórica de custos da firma, mas, na realidade, é indicado, pelo regulador, o nível desejado de custos para o próximo período em análise. O regulador estabelece um teto para a tarifa, olhando para a perspectiva futura, e não para trás, como na regulação por custo de serviços. O foco da regulação por limite de preços é eliminar os riscos e custos da ação reguladora, num claro ambiente de assimetria de informação entre o regulador e o regulado, dispensando ferramentas como controles sem grande credibilidade, como ocorre no critério da taxa interna de retorno.

Além de ser visto como um modelo tarifário de regra simples e transparente, abrindo o ângulo de ação para a gestão da empresa de monopólio natural regulada, é também importante no sentido de estimular ganhos de produtividade e sua parcial transferência aos consumidores, através de um percentual que, a cada

⁶ Entenda, neste caso, o custo de oportunidade como sendo o valor atribuído à melhor alternativa de que se abre mão quando se efetua determinada escolha.

reposicionamento tarifário, é estabelecido para, a cada ano seguinte, ser repassado aos consumidores de acordo com a eficiência da empresa regulada, sendo descontado do reajuste anual pelo IPC. Ao longo deste capítulo, serão discutidas com maior detalhe as minúcias por detrás deste fator X.

2.2 Regulação na distribuição de energia elétrica no Brasil

As indústrias de rede⁷, tal como é a distribuição de energia elétrica, tendem a convergir para uma situação de monopólio, razão pela qual é necessária a regulação por parte do Estado. Os trabalhos que tratam de economias de rede atentam ao fato de que, em função de suas características econômicas, uma rede constitui, por natureza, uma forma de concorrência imperfeita: a existência de externalidades ligadas ao efeito de clube⁸, as externalidades de demanda e de oferta, a indivisibilidade dos serviços e a irreversibilidade de determinados custos afastam esses mercados dos mercados concorrenciais definidos pelos economistas neoclássicos.

Por outro lado, uma rede se caracteriza pelo efeito de clube (club effect): quanto maior o número de participantes na rede, maior a qualidade do serviço à disposição de cada um desses participantes. No caso da energia elétrica, há um efeito de clube indireto pelo fato da qualidade do serviço fornecido aos consumidores/usuários depender do tamanho e da universalidade do serviço.

A história da regulação no Brasil inicia-se nos primeiros anos do século XX, e desde então foram impostos diversos modelos que correspondiam a determinado contexto histórico. Nos últimos 30 anos, a indústria de distribuição de energia elétrica passou por importantes transformações no mundo, na esteira de chamada “reforma do setor elétrico”, que se disseminou em escala mundial e produziu impactos no Brasil. O método de regulação econômica adotado no controle de custos e tarifas também teve importantes alterações, visando à busca de maior eficiência e o repasse (ao menos parcial) desses ganhos aos consumidores.

Cada modelo regulatório adotado traz, de forma implícita, a adoção de algum modelo de custos, o que pode produzir impactos no desempenho das empresas do

⁷ O conjunto das indústrias dependentes da implantação de redes para o transporte e distribuição ao consumidor de seus respectivos produtos ou serviços.

⁸ Ver em Hercovici (2002).

setor, seja na forma do cálculo da tarifa adotado pelo modelo, seja no estímulo à maior eficiência. No mais, a existência de assimetria de informação entre firma e regulador limita a eficiência do processo regulatório. Em economia são identificados dois tipos de restrições informacionais: seleção adversa e conduta moral (moral hazard).

Conduta moral é o tipo de assimetria que, em regulação, se refere as variáveis endógenas à firma e que não são observáveis pelo regulador. Assim, é possível que a firma adote comportamentos indesejáveis, mas que o regulador não os perceba. Um exemplo trata-se do esforço: número baixo de horas trabalhadas, número excessivo de funcionários para executar uma tarefa, ineficiência na compra de matéria prima.

Seleção adversa ocorre quando a firma tem mais informação que o regulador sobre algum parâmetro exógeno. A presença da seleção adversa permite um ganho extra para empresa. Uma distribuidora com baixo custo pode divulgar custos maiores para ter acesso a uma maior tarifa e assim apresentar maiores lucros.

Desde a década de 70, as tarifas de energia elétrica no Brasil foram as mesmas, independente da concessionária, distinguindo apenas por grupo tarifário (residencial, industrial, comercial, rural, demais). Os consumidores destas classes tarifárias pagavam o mesmo valor pela energia consumida, desta forma essas tarifas não captavam os diferentes custos de atendimento para as diferentes regiões.

No mais, desde o início dos anos 80, período de altas taxas inflacionárias, o governo prejudicou o regime tarifário do setor elétrico, pois, com intuito de utilizar as tarifas para o controle inflacionário, não validou uma série de custos incorridos pelas empresas do setor no período.

Em meados dos anos 90, inicia uma série de discussões sobre possíveis reformas no setor. Já a partir de 1995, esse processo assume um caráter mais abrangente e consistente, sendo implantado um conjunto de medidas legislativas ou executivas, incluindo, por exemplo, a alteração da política tarifária; a privatização de distribuidoras federais (Escelsea/ES, Light/RJ).

2.2.1 Novo modelo institucional

O novo modelo institucional e regime tarifário (price cap) foi inaugurado pela Lei nº9. 427, de 1996, que instituiu a como órgão regulador a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e pela Lei nº9.648, de 1998, que definiu, principalmente, as

regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado. A ANEEL passou a ter a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A reforma setorial ocorreu de forma paralela à privatização de ativos federais e estaduais e, além da criação da agência independente, baseando-se em dois pilares: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e a criação de um instrumental regulatório para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos de transmissão e distribuição de energia.

A política tarifária do setor elétrico passou a ser atribuição da agência reguladora que, a partir de sua fundação, celebra e faz a gestão dos contratos de concessão, ditando a regulação tarifária. Desde 1996, os contratos de concessão das distribuidoras privatizadas passaram a estabelecer o regime tarifário price-cap (preço-teto). Na opção pelo regime de preço-teto, proposto inicialmente por Littlechild (1983) para o setor de telecomunicações no Reino Unido, o foco está na tarifa. Nesse regime tarifário o regulador tem a função de determinar um preço limite inicial a ser cobrado pelas concessionárias, e este preço terá vigência até a próxima revisão tarifária que ocorre, na maioria das concessionárias, em um intervalo de quatro anos (podendo ser um intervalo maior que quatro anos em algumas concessionárias). Ao longo deste período, o preço-teto é reajustado anualmente ("reajuste tarifário") por um índice de preços, no caso brasileiro utiliza-se o IGP-M/FGV, descontado o chamado fator X, que reflete os ganhos de eficiência e produtividade decorrentes do aumento de mercado a serem repassados para aos consumidores.

Existe uma série de dificuldades para a aplicação do preço-teto, especialmente as relacionadas ao conjunto de informações necessárias, ou seja, há assimetrias das informações entre o órgão regulador (ANEEL) e as empresas distribuidoras. Uma opção adotada trata-se da Regulação por Teto de Preço Aperfeiçoado por Comparação (benchmarking ou Yardstick Regulation). Através desse método busca-se facilitar a determinação do valor de X. Para tanto, utiliza-se da construção da chamada "empresa de referência", dotada de características operacionais e custos que permitam sua atuação de forma eficiente, e que sirvam de referência para as demais empresas do setor em questão. Trata-se também de um instrumento de auxílio às decisões do agente regulador, que dessa forma ameniza os efeitos da informação adversa. Este método possibilita estimar os ganhos de

produtividade para o setor, servindo de referência para as empresas sob regulação, que deverão se aproximar desse modelo.

As características relativas à estrutura dos custos constituem, obviamente, um elemento importante à medida que, por exemplo, o regulador não pode determinar as tarifas das empresas reguladas sem que essas sejam compatíveis com a estrutura de custos do setor. Conforme exposto em Currien (2000) as modalidades de regulação baseadas no *Price Cap* podem enfrentar este tipo de problemas. O regulador deve igualmente estipular padrões de qualidade mínimos; caso contrário, a empresa regulada pode aumentar sua produtividade diminuindo a qualidade dos serviços propostos.

O esperado pela adoção do fator X é que possibilite incentivo à obtenção de ganhos de produtividade, pois reduções de custo superiores ao fixado serão apropriadas pela concessionária no período entre as revisões tarifárias. Para isso, os critérios adotados para se estimar as características da empresa modelo devem ser bem estabelecidos, as metas devem ser viáveis e os parâmetros de custo e base de capital devem ser legitimados pelo conjunto de empresas.

O método de regulação através da adoção de uma empresa de referência é considerado o mais adequado, pelo fato de possibilitar a conciliação da proteção ao consumidor com a busca de uma boa saúde econômico-financeira para a concessão, em posição de menor exposição às assimetrias de informação.

2.3 Modelo da Empresa de Referência

O modelo de serviço pelo custo tem como missão alertar às empresas distribuidoras de energia que há um limite para o repasse de custos operacionais às tarifas dos consumidores, estabelecendo o limite de preço máximo. A Empresa de Referência estabelece os custos operacionais eficientes para uma empresa de distribuição em determinado espaço geográfico, número de clientes cativos e potenciais clientes livres, dentre outras características. Ou seja, oferece uma base à concessionária sobre os custos operacionais condizentes com seu tamanho e distribuição geográfica. Entretanto, tanto os contratos de concessão das distribuidoras quanto às normas legais da ANEEL podem estabelecer indicadores diferenciados por concessionária, com isso é possível que certos custos operacionais não estejam adequadamente contemplados.

De acordo com a ANEEL, a justificativa do uso do modelo da empresa de referência para o cálculo das tarifas de distribuição de energia reside nos seguintes fatos:

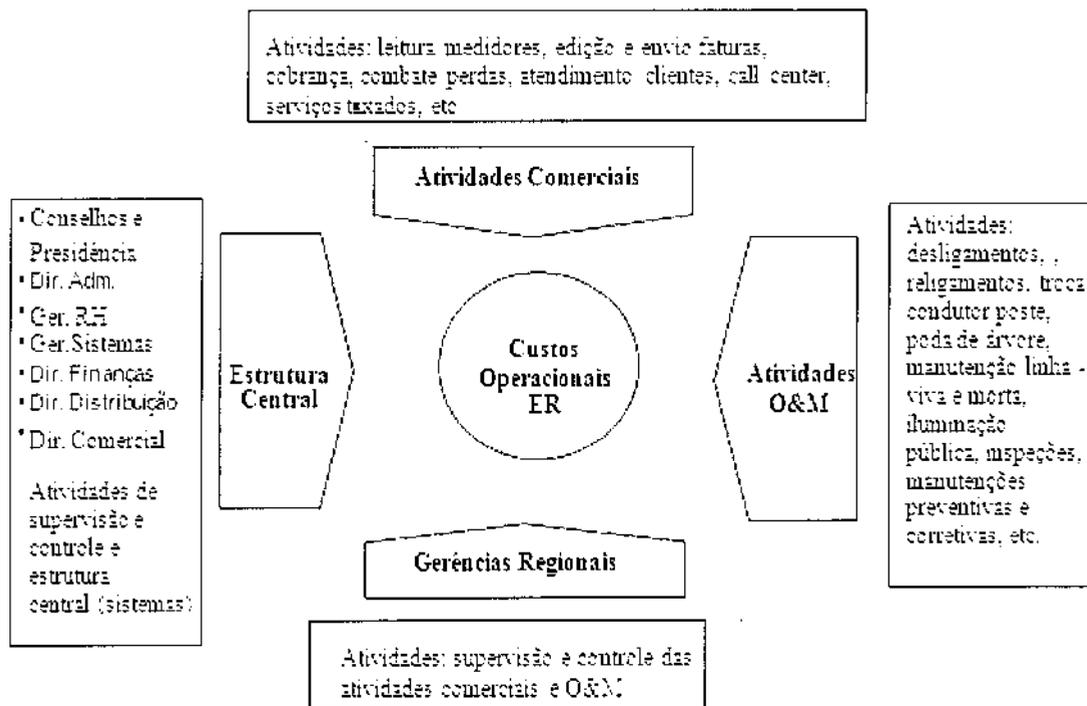
- Não é uma metodologia invasiva;
- Justa determinação dos custos operacionais eficientes;
- Minimiza efeitos de assimetria de informação.

Quanto maior a quantidade de controles utilizados para o modelo, maior a quantidade de informações necessárias para a certificação de que o modelo é confiável. Assim, uma vez escolhido determinado modelo, é possível pensar em minimizar a necessidade de informações, mas sempre haverá um conjunto de dados fundamentais para a tomada de decisões pelo regulador. O acerto de suas decisões certamente depende da confiabilidade das informações utilizadas.

A montagem da ER inicia-se com a definição de sua estrutura organizacional, que é dividida nas seguintes unidades: direção, estratégia e controle; administração; finanças; operação e manutenção das instalações; comercial.⁹ A cada estrutura organizacional são associados processos e atividades, e definidas as estruturas físicas, de equipamentos e de pessoal. Os custos de cada estrutura são somados até chegar aos custos de cada unidade de negócios, e da concessionária. A receita requerida para atingir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária é aquela necessária para cobrir os custos de operação da empresa de referência e remunerar o capital investido.

⁹ Tozzini, Sidney. As conseqüências da Regulação Econômica sobre a Estratégica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil (IP/FEA/IEE/IF), 2006

Figura 2.1 – A Empresa de Referência



2.3.1 Marco Regulatório - ANEEL

A característica fundamental do marco regulatório administrado pela ANEEL é a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, além de garantir a modicidade tarifária, um dos principais fatores, de acordo com Amaral Filho (2007), que desencadearam a reforma do setor elétrico dos anos 1990. O instrumento principal para alcançar estes objetivos é a atualização tarifária. Os contratos de concessão contemplam os seguintes instrumentos de atualização tarifária: (i) Reajuste anual; (ii) Revisão extraordinária; (iii) Revisão periódica.¹⁰

O **Reajuste Tarifário Anual (RTA)** é realizado, obviamente, uma vez por ano, cujo objetivo é adequar às variações dos custos da parcela A, de modo a não onerar a concessionária de distribuição de energia elétrica com uma tarifa superior à imposta no contrato para o período tarifário. A parcela B, por sua vez, é reajustada de acordo com o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) da FGV, relativo aos doze meses anteriores, subtraído por um Fator X, um indicador de produtividade da empresa que será de suma importância para a análise deste trabalho e será detalhado a posteriori. Já a **Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)** é aplicada

¹⁰ Nota Técnica 041 da ANEEL, 2003, página 4.

numa situação excepcional, quando o regulador considerar que há mudanças substanciais na estrutura de custos da empresas.

Por sua vez, a **Revisão Tarifária Periódica (RTP)** é um processo de revisão dos valores das tarifas das empresas que detém concessão pública para prestar serviço de distribuição de energia elétrica. Na revisão, a agência reguladora realiza a redefinição das tarifas de energia cobradas dos consumidores. O valor dessas tarifas pode ser alterado para mais ou para menos, dependendo das mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das empresas, dos níveis de tarifas observados em empresas similares no Brasil e no exterior (de acordo com cláusula no contrato das concessões), e do estímulo à eficiência e ao equilíbrio tarifário.

Os custos de uma empresa de distribuição de energia são divididos em:

2.3.1.1 Parcela A

Abrange os custos não gerenciáveis da concessionária. Efeito neutro, sem ônus ou benefício

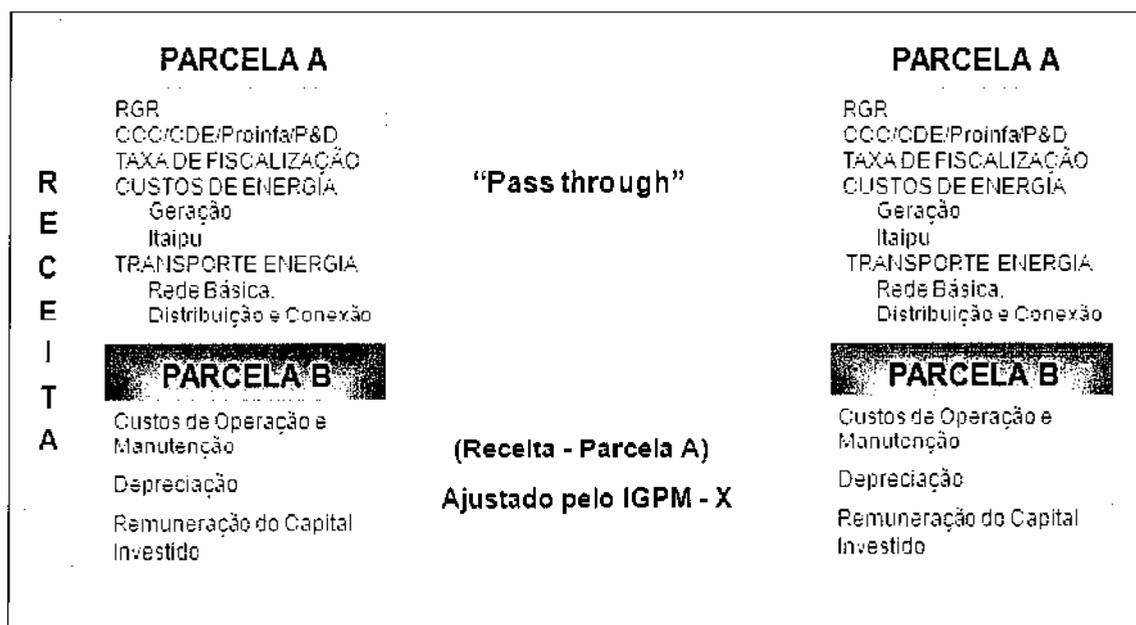
1. Custo da energia elétrica adquirida
2. Encargos setoriais
3. Tributos
4. Perdas de Energia

2.3.1.2 Parcela B

Parcela necessária para atrair o investidor que teria que construir a infraestrutura para atendimento dos serviços de concessão e cobrir riscos do negócio.

1. Custos Operacionais Eficientes (Empresa de Referência)
2. Quota de Reintegração Regulatória - depreciação
3. Remuneração do Capital

Figura 2.2 – Esquema conceitual da composição tarifária



Capítulo III - Análise e descrição da formação da tarifa de distribuição de energia elétrica no Brasil

Assim como foi abordado de modo mais superficial no capítulo 2, a receita de distribuição de energia elétrica é dividida basicamente em duas parcelas. A parcela A engloba os custos não-gerenciáveis pela empresa de distribuição de energia elétrica, ou seja, aqueles que são inerentes ao negócio e não podem ser extintos (a menos que haja alguma alteração por parte da agência reguladora do setor) ou “otimizados”, de modo que o objetivo das empresas do ramo é repassá-los ao consumidor, constituindo este um risco à distribuidora, que deve atentar ao processo de revisão tarifária a fim de garantir o “pass through” desta porção da tarifa¹¹. A parcela B, por outro lado, engloba os custos gerenciáveis, ou seja, que podem ser alterados pelas ações da distribuidora de energia elétrica, constituindo, também, um risco para a concessionária, que deve ser gerida com prudência, de modo a garantir uma condição financeira saudável¹². O objeto central, neste caso por parte da ANEEL, é garantir o equilíbrio econômico –financeiro da empresa de distribuição de energia elétrica e garantir uma tarifa justa aos consumidores.

3.1 Formação da Tarifa do Setor de Distribuição de Energia Elétrica

De modo mais didático, a receita de uma empresa de distribuição de energia pode ser simplificada a partir do seguinte quadro:

¹¹ O contrato de concessão determina que o reajuste tarifário anual é calculado através de fórmula que assegura o repasse integral, nas datas de reajuste, das variações anuais de custos observadas na parcela “A”. (Nota Técnica 326 da ANEEL)

¹² Na data de reajuste anual, é reajustada pelo IGPM, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um fator “X”, determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica.

Figura 3.1 – Composição da Receita de Distribuição de Energia Elétrica

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

Fonte: ANEEL (2005)

Iniciando a descrição pelos custos não-gerenciáveis (parcela A), analisamos, abaixo, os encargos de uso das redes elétricas:

Tarifa pelo uso das instalações da rede básica de transmissão: refere-se ao encargo pago às empresas transmissoras de energia que compõem a rede básica¹³, sendo paga pela empresas de distribuição de energia, além dos grandes clientes, os chamados “clientes livres”.

Uso das instalações de conexão: refere-se aos encargos devido às empresas que utilizar linhas de transmissão com conexão com a Rede Básica.

¹³ Sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kW

Uso das instalações de distribuição: diz respeito aos encargos devidos pelas empresas de geração ou clientes livres que utilizam a rede energética de uma outra empresa de distribuição de energia.

Transporte de energia elétrica de Itaipu: refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição de energia que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Ressarcimento do Operador Nacional do Sistema: refere-se ao pagamento de parte dos custos de administração e operação do ONS¹⁴ por todas as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, além dos grandes clientes conectados à Rede Básica.

Com relação aos encargos setoriais, existem:

Cota de Reserva Global de Reversão (RGR): consiste em *“um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.”*¹⁵

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): refere-se ao encargo que é pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir os custos anuais de geração de energia termoelétrica produzida no país, cujo montante é rateado conforme o tamanho da empresa e da necessidade do uso da matriz termoelétrica para seu portfólio energético.

¹⁴ Entidade responsável pela operação do sistema elétrico (geração e transmissão).

¹⁵ Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Tarifas de fornecimento de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. - Brasília : ANEEL, 2005 30 p. : il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 4).

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica: diz respeito à quantia paga, promulgada por lei, pelas empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir as despesas administrativas e operacionais da ANEEL.

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa): é dedicado à cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): consiste em um encargo estabelecido por lei, cujo valor é pago pelas distribuidoras de energia elétrica a partir de uma quantia pré-determinada pela ANEEL, com o objetivo de angariar recursos para o desenvolvimento energético dos estados, a fim de viabilizar o desenvolvimento de fontes de energia alternativas¹⁶, além de levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional, partindo da premissa de universalização de serviços básicos para os cidadãos.

Por fim, a sub-parte mais crítica da parcela A, que são os custos com compra de energia. É correto ressaltar a importância estratégica da composição não-gerenciável da tarifa cobrada pela empresa, uma vez que o não-repasse ao consumidor destes encargos setoriais, de transmissão e com compra gera prejuízo direto ao lucro líquido da empresa, pois, como o próprio nome já diz, não é possível o gerenciamento destes custos, ou seja, são encargos compulsórios que serão pagos de qualquer forma e, portanto, o objetivo deve ser sempre repassá-los diretamente na tarifa.

Destarte, os gastos com compra de energia constituem um item de grande importância, dado seu peso relativo na parcela A. Durante o período de transição previsto pela Lei do Setor Elétrico (1998-2005), toda a energia existente no mercado foi contratada através de Contratos Iniciais que, com preços e quantidades de energia e de demanda de potência determinados pela ANEEL, substituiu o sistema anterior de contratos de suprimento, sendo que foram válidos até 2005, período de

¹⁶ Fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral

transição para o livre comércio de energia elétrica. A partir de 2005, todas as empresas de geração, distribuição e comercialização de energia, produtores independentes e consumidores livres deverão informar à ANEEL, em 1º de agosto de cada ano, sua demanda ou geração estimadas, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Além disso, as empresas de distribuição têm a obrigação de especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres.

O MME estabelecerá o montante total de energia a ser contratado no Ambiente de Contratação Regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões a cada ano. Destarte, a nova regulamentação prevê que as empresas distribuidoras deverão suprir sua demanda por energia elétrica primordialmente por meio da aquisição de energia em leilões públicos, conforme os procedimentos descritos abaixo em “Os Leilões Subseqüentes”.

Além dos leilões, as empresas distribuidoras estão aptas a comprar energia elétrica **(1)** de geradoras conectadas diretamente à distribuidora, **(2)** de projetos de geração de energia participantes do Proinfa, **(3)** por meio de contratos bilaterais firmados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (veja “- Contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”), e **(4)** da Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Já a Parcela B é composta dos seguintes itens:

Despesas de Operação e Manutenção: corresponde à parcela da receita destinada à cobertura dos custos englobados necessariamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.

De um modo geral, independentemente da estratégia utilizada por cada empresa de distribuição, Os recursos necessários para a perenidade do negócio e exigidos pela ANEEL são:

- Recursos Humanos;
- Infra-estrutura física;
- Materiais e Serviços;
- Transporte.

Não são reconhecidos pela ANEEL os custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão.

Cota de Depreciação: parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil. Como descrito no capítulo 2, o conceito de prudência aqui utilizado diz respeito ao investimento necessário para uma correta prestação de serviço de distribuição.

Remuneração do Capital: refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica. Em resumo, a remuneração do capital é resultado da aplicação do custo de capital (CC) estimado para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil sobre o valor do investimento a ser remunerado, definido como “base de remuneração”.¹⁷

Ademais, além das posições descritas acima, a Parcela B também inclui investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética, cujo montante compulsório é de, no mínimo 0,75% da receita líquida anual da empresa, de acordo com a Lei nº 9.991 de julho de 2000.

3.2 Fator X

O fator X é um dos mecanismos utilizados para controle de tarifas no setor elétrico, com intuito de possibilitar que os agentes integrantes desse mercado, as distribuidoras e os consumidores, de alguma maneira participem dos ganhos de produtividade, evitando a prática de preços de monopólio¹⁸. A premissa básica de conceituação e utilização do Fator X é que apesar de parte do aumento de produtividade (caso tenha) seja reflexo dos esforços de gestão das empresas, parte também pode ser explicado por aumentos da demanda devido a aumento da extensão do mercado, e/ou aumento da demanda do mesmo volume de consumidores. É aplicado aos reajustes anuais das tarifas de fornecimento de

¹⁷ Coutinho, P.; Oliveira, A. Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. Fubra, 2002, Relatório Final.

¹⁸ Ver Armstrong, M; Cowan, S.e Vickers, J., Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience, MIT Press, 1994, cap. 6.

energia elétrica após a primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição, conforme previsão contratual.¹⁹

O aumento da demanda levaria a uma maior produtividade proveniente de ganhos de escala, ocorrendo, desta forma, diluição dos custos fixos por maior volume, considerando, evidentemente, o limite da capacidade produtiva instalada. Assim, a partir do cálculo do fator X, especialmente do componente relativo à produtividade, ganhos de eficiência das concessionárias são repassadas, por intermédio das tarifas que beneficiam o consumidor.

Em relação ao fator de produtividade X, sua definição deve considerar as características tecnológicas do setor, a necessidade de retroalimentação financeira para as concessionárias financiarem suas operações, o incentivo à eficiência (devido à obtenção dos ganhos acima do determinado para o fator X), e a defesa do interesse dos consumidores, garantindo-lhes participação nos ganhos de eficiência. A definição do fator X é diferente de setor para setor, porém basicamente envolve: a análise dos valores dos ativos existentes, do custo do capital, da taxa esperada de crescimento da produtividade, do plano de investimentos das empresas, do comportamento da demanda e do mercado em que a empresa atua.

É importante para esta exposição afirmar que Pires e Piccinini (1998) afirmam que *“a aplicação desse redutor de preços envolve certo grau de subjetividade, desta forma, sua definição é realizada através de negociação entre o regulador e as concessionárias dos serviços”*. De modo a inibir a influência de critérios subjetivos para a definição do Fator X, ocorre, com a resolução 234 de 2006 da ANEEL, a eliminação da influência do Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC)²⁰ no Fator X. Ou seja, o Fator X trata-se de um redutor do índice geral de preços (IGP-M) que reajusta a parcela B das tarifas de distribuição de energia com o objetivo de repassar os ganhos de escala sustentáveis, seja por aumento do consumo dos consumidores atuais (crescimento vertical), ou por aumento do número de consumidores na área servida (crescimento horizontal).

A idéia central, no que diz respeito à implementação do fator X, consiste em fornecer, para a empresa regulada, as condições econômicas do mercado

¹⁹ Nota Técnica nº 326 da ANEEL

²⁰ IASC é o resultado da pesquisa junto ao consumidor residencial que a Agência realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País.

competitivo. Portanto, o índice de reajuste tarifário (IRT) se define da seguinte maneira:

$$\text{IRT} = \frac{C_1 + C_2 (P - X)}{R}$$

C_1 = custos que a empresa regulada não controla (custos operacionais não gerenciáveis)

C_2 = custos que dependem diretamente da empresa regulada (custos operacionais gerenciáveis)

R: receitas do período de referência

P: índice geral dos preços de mercado.²¹

Na prática, durante o período anterior à primeira revisão tarifária, o fator X é igual a zero, isto se explicando pelo fato de não penalizar a empresa durante o início de sua gestão como empresa regulada. Podemos observar já que a lógica implícita atua, simultaneamente, sobre os preços e os custos, pelo fato de determinar os preços praticados em função dos custos que a empresa pode controlar; neste sentido, trata-se de fornecer objetivos em termos de produtividade. O outro componente representado por C_1 constitui um elemento que a empresa regulada não controla e que repercute diretamente nas tarifas: pode estar ligado às variações das taxas de juros nacionais e internacionais, ao risco Brasil e ao risco cambial²².

Este método parece relativamente operacional à medida que ele não implica, por parte do regulador, um conhecimento detalhado dos custos das empresas do setor: o regulador deve ter, apenas, as informações necessárias para que o preço estipulado seja compatível com a estrutura de custos do setor.

Quanto maior o fator X, menor o reajuste de preço real que a empresa regulada poderá praticar e maiores os ganhos de produtividade que ela deverá realizar para manter seu equilíbrio financeiro; mais precisamente, maior o incentivo

²¹ Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado

²² Francisco Eduardo Pires de Souza, Subsídios para o Cálculo da Taxa de Retorno Adequada, in Textos Analíticos.

para diminuir os custos gerenciáveis. Podemos observar que o diferencial de custos gerenciáveis entre as diferentes empresas que atuam no mercado tende, logicamente, à se reduzir no tempo, se elas pretendem realizar uma mesma taxa de lucro. Conforme veremos mais adiante, é possível afirmar que tal política tende a restaurar as condições da concorrência, ou seja, a aumentar o grau de contestabilidade desses mercados. Finalmente, os ganhos de produtividade assim realizados podem ser redistribuídos entre o lucro, a qualidade do serviço fornecido e os consumidores através de um aumento menor dos preços relativos. Neste nível, já é possível observar conflitos redistributivos.

3.2.1 Proposta da ANEEL para o cálculo do Fator X – Nota Técnica nº 326 de 2002

Na Nota Técnica nº 326 de 2002, a Agência Reguladora do Setor de Energia Elétrica defende uma proposta de cálculo para o Fator X baseado na premissa básica de que “não há nada único, ótimo ou mecânico sobre a escolha inicial do Fator X”²³. As variáveis que alteram o valor do Fator X são, em suma:

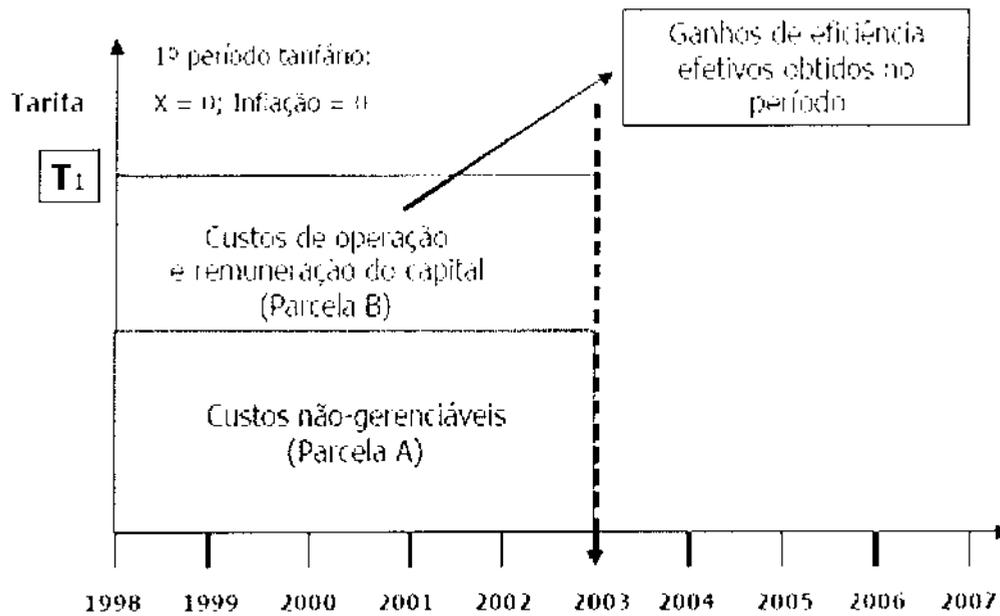
- O potencial médio de ganho de produtividade do setor de distribuição de energia elétrica para o próximo período em que se consolida a revisão tarifária;
- Potencial de produtividade operacional médio da própria empresa de distribuição, ou seja, quando comparada às melhores práticas de empresas semelhantes.

Ou seja, de acordo com ANEEL, o fator X seria calculado basicamente em função da produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica como um todo em relação à economia e, também, da própria empresa de distribuição de energia em relação às melhores práticas de empresas do mesmo setor. Desta forma, quando a empresa consegue ser mais competitiva do que a média do setor, esta apropria o excedente entre seu ganho em produtividade e o ganho de produtividade médio do segmento regulado.

Para ilustrar a importância do Fator X para as tarifas de distribuição de energia elétrica, segue abaixo o exemplo utilizado na Nota Técnica nº 326 da ANEEL, num período anterior à primeira revisão tarifária (1999-2003), supondo que a inflação e as variáveis relativas a parcela A sejam iguais a 0.

²³ Beesley, M. E. e Littlechild, S. C.. *The Regulation of privatized monopolies in the Unit Kingdom*. RAND Journal of Economics, V. 20, nº 3, 1989.

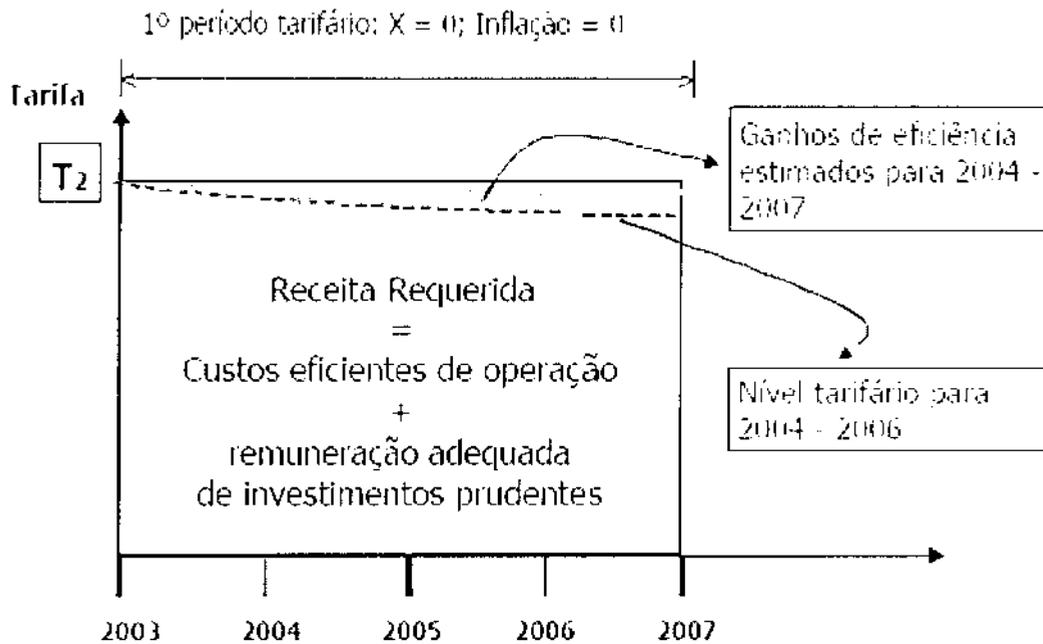
Figura 3.2 – Regime de Regulação por Incentivo – “Price Cap”



Fonte: Nota Técnica nº 326/2002 da ANEEL

Neste gráfico, é possível perceber que, sem o impacto do Fator X e sem inflação, a distribuidora de energia elétrica em questão apropriou-se de todo o ganho de produtividade ao longo do período, ou seja, os custos de operação ao longo deste período foram inferiores àqueles inferidos pela empresa de referência ao determina-se a receita requerida no início do primeiro período regulatório. Desta forma, não é repassado ao consumidor nenhum ganho de produtividade, seja qual for sua natureza, de modo que, supondo que o Fator X entra em vigor a partir deste período regulatória (2004-2007), conforme gráfico abaixo:

Figura 3.3 – Revisão Tarifária Periódica (2003): reposicionamento tarifário e Fator X



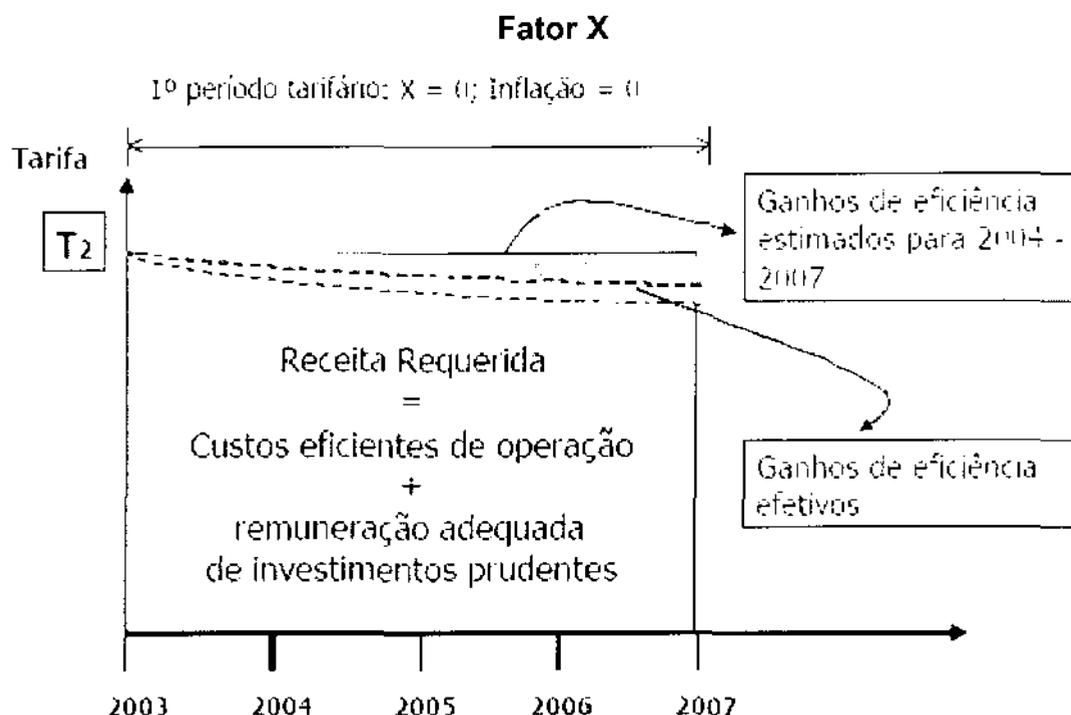
Fonte: Nota Técnica nº 326/2002 da ANEEL

Neste caso, as tarifas são reposicionadas ao nível da receita requerida, seguindo conceito de tarifação por *price cap* a partir do modelo da empresa de referência, onde o regulador determina os custos operacionais eficientes para a empresa de distribuição em questão. Nesta primeira revisão tarifária periódica, a ANEEL estima os ganhos de eficiência para 2004-2007. Assim, a empresa deve ser competitiva o suficiente para alcançar níveis de gestão operacional que otimizem os custos gerenciáveis a um nível que atinja uma produtividade superior àquela estabelecida pelo Fator X, que é utilizado para reduzir a influência do reajuste no nível de preços na Parcela B da tarifa. É por isso que este método de regulação é chamado de “regulação por incentivos”.

Vejamos, pois, no gráfico abaixo, uma hipotética situação para o período em questão (2004-2007), de modo que é necessário ressaltar, uma vez mais, que, pelo fato de este ser um modelo de regulação por incentivos, a empresa regulada sempre estará motivada a otimizar cada vez mais seus custos, sob pena de ter uma receita inferior à receita requerida. Desta forma, a lição mais importante que fica é que a empresa de distribuição de energia deve atentar ao fato de tornar sua receita efetiva

superior à sua receita projetada, pautando suas ações em busca contínua por incrementos de produtividade.

Figura 3.4 - Revisão Tarifária Periódica (2003): reposicionamento tarifário e



Fonte: Nota Técnica nº 326/2002 da ANEEL

No gráfico acima, fica claro que, após o período em questão, a empresa alcança um ganho de produtividade superior ao ganho de produtividade previsto à época da revisão tarifária pelo regulador. Destarte, a empresa mostrou ter um controle de custos e, por conseguinte, uma qualidade de gestão, superior ao inferido pela ANEEL, em que pese a assimetria de informação existe na relação entre regulador e regulado. Por exemplo, caso a concessionária consiga reduzir seus custos 6% ao ano e o Fator X aplicado ao reajuste anual seja de 4,5%, a distribuidora de energia elétrica apropria-se de 1,5% do total de 6% da redução de custos que promoveu ao longo deste período. O montante restante é repassado como um ganho aos consumidores. Por isso, a concessionária será sempre cobrada a reduzir custos, a fim de manter a sustentabilidade do negócio (ou seja, alcançar no mínimo o ganho de produtividade expresso pelo Fator X)

Por fim, a Nota Técnica 326/2002 defende a tese de que é correto considerar de que o argumento de que todo o ganho de produtividade promovido por uma empresa eficiente deve ser repassado ao consumidor imediatamente não é

plausível, haja vista o fato de que, neste caso, a concessionária não terá motivação alguma para manter uma tarifa a nível inferior ao da empresa de referência, uma vez que nenhum ganho de produtividade auferido entrará como resultado para ela. Do mesmo modo, não há uma sustentação argumental contrária ao Fator X tendo o foco pró-empresa de distribuição, porque o Fator X busca respeitar e defender os interesses dos consumidores, de forma a garantir características de competição a um monopólio regulado, não permitindo que a empresa de distribuição de energia pratique tarifas inerentes a este tipo de mercado. Ou seja, a empresa tem a motivação de apropriar-se de todos os ganhos de produtividade superiores ao previsto pelo Fator X ao longo do período tarifário.

3.3 Assimetria de informação e eficiência do Fator x para captar ganhos de escala em empresas distribuidoras de energia.

3.3.1 Assimetria de informação na regulação

De acordo com Pinto e Pires (2000), a justificativa tradicional para a existência da regulação advém da necessidade de corrigir falhas de mercado, dentre elas a assimetria de informação. A questão que permanece em dúvida é o quão eficiente tais modelos são e qual o seu custo para a sociedade. Entendendo custo, neste caso, como os custos diretos (inerentes à operação da agência reguladora) e indiretos (relativos a eventuais distorções nas decisões por partes das agências).

A assimetria de informação entre regulador e regulado, com claro benefício para este último é, certamente, o mais relevante aspecto quando se analisa a eficiência dos modelos de regulação. Ao passo que o regulado tem um conhecimento profundo de suas atividades e, por conseguinte, de sua estrutura de custos, o regulador, por sua vez, não dispõe diretamente destas informações, ficando à mercê do “bel prazer” das empresas reguladas para tomar decisões acerca da receita requerida para determinada empresa no próximo período regulatório. Destarte, Pinto e Pires afirmam que “as decisões tomadas pelo regulador muitas vezes se subordinam ao conjunto de informações fornecidas pelos regulados”, visto que “o regulador não dispõe de instrumentos de mensuração (mecanismos formais para medir) do “esforço” dos regulados”.

Portanto, em função da assimetria de informação, o regulador é obrigado a recorrer a outras formas de obter informações, necessitando ter um aparato robusto

e consistente para conseguir assimilar as questões setoriais, no âmbito técnico, econômico e financeiro das empresas. Apesar de admitir que a assimetria de informação nunca é eliminada, devido ao fato de o regulador não estar apto a entrar na cadeia mais profunda de análise – a concessionária – o regulador deve obter todo o tipo de informação possível e útil para arbitrar sobre as questões que lhe compete, mesmo sem dispor de todas as informações possíveis para tomada de decisão.

Apesar de o regime de *price cap*, atualmente vigente no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, necessitar de menos informações da empresa do que o regime por custo de serviço, uma vez que, como já posto, o reposicionamento tarifário ocorre apenas a cada quatro anos, a tarifa, neste intervalo, é reajustada pela evolução dos preços e pelo ganho de produtividade projetado para a empresa na Revisão Tarifária Periódica e o contrato das concessionárias no Brasil foi assinado, no contexto das privatizações, com uma cláusula para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Desta forma, o conhecimento da estrutura de custos das empresas ainda persiste conforme salientado por Pinto e Pires (2000).

Portanto, apesar de o regulador poder requisitar a qualquer momento qualquer tipo de informação à concessionária, mesmo que todas as informações sejam disponibilizadas, estas necessariamente não refletem todas as ações a serem tomadas pelas empresas. E uma das conseqüências mais importantes da informação assimétrica é o comportamento oportunista entre os agentes, por parte daqueles que possuem mais informações, no caso as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3.3.2 Ganhos de escala no Fator X

O Fator X se tornou muito comum em vários países do mundo, visto sua tentativa de estimular a inovação e a redução de custos por parte das empresas. Todavia, a assimetria de informação existente entre regulador e regulado tende a gerar distorções no cálculo do reposicionamento tarifário e do Fator X para a empresa de distribuição de energia elétrica ao longo da revisão tarifária periódica.

Não é difícil aceitar que os custos não-gerenciáveis (Parcela A) sejam integralmente repassados ao consumidor, uma vez que o Balanço Energético da Empresa é aberto ao órgão regulador e que a característica “pass through” desta porção da tarifa é de suma importância para a empresa de distribuição, visto que a

quebra desta condição pode levar a sérias complicações de ordem financeira. Entretanto, erros de metodologia do modelo de regulação imposto pela ANEEL podem levar a tarifas incorretas que serão pagas pelos consumidores.

Outrossim, também é objetivo da Revisão Tarifária Periódica garantir uma Parcela B no reposicionamento tarifário que seja condizente com os custos operacionais eficientes, baseado no conceito da empresa de referência, além de um retorno sobre os investimentos feitos com prudência, ou seja, de acordo com as necessidades e perspectivas de crescimento para o mercado da concessionária em análise. No mais, é definido um Fator X na RTP, que é uma estimativa para os ganhos de produtividade da concessionária para o próximo período tarifário e que será aplicado anualmente no reajuste anual.

Consideremos o fato de que são feitos os investimentos necessários para o requisitado nível de qualidade e compatível com determinado espaço geográfico, e que este investimento é corretamente remunerado de acordo com o previsto na RTP, resta a análise ponderar acerca da correção da parcela da receita destinada aos custos operacionais eficientes e do cálculo do Fator X. De acordo com o Caderno Temático da ANEEL “Tarifas de fornecimento de energia elétrica”, “a determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da própria empresa sujeita o órgão regulador aos efeitos da “assimetria de informação””.

Seguindo o estudo sobre o modelo da Empresa de Referência da ANEEL, chega-se ao ponto de admitir que o regulador não dispõe das informações suficientes para projetar a receita requerida para a empresa de distribuição de energia para os próximos 4 anos. É mais eficiente do que o regime anterior existente no Brasil, por custo de serviço, no sentido que não necessita de informações anteriores para basear a receita requerida pela concessionária regulada para o próximo período, todavia é correto afirmar que, por exemplo, ganhos de escala, provenientes do aumento do consumo relativo ou absoluto dos consumidores, não são totalmente repassados aos mesmos. Ou seja, dada uma receita requerida, o ganho de escala proveniente do aumento das operações não é totalmente repassado aos consumidores pelo fato de que o Fator X é definido ao longo da Revisão Tarifária Periódica a fim de ser aplicado no período subsequente.

Desta forma, captará apenas a expectativa de incremento de produtividade que é definido pela ANEEL através de estudos acerca de vários componentes, como

expectativa de variação no consumo total da região, melhoria de gestão empresarial, investimentos totalmente prudentes, etc. Por isso, capta apenas a expectativa do ano X, em que é realizada a Revisão Tarifária, mas não há um recálculo para os anos X+1, X+2, X+3 e X+4, ficando o sucesso do Fator X dependente do acerto da previsão inicial.

No momento do reposicionamento tarifário, as tarifas são estabelecidas com base no nível de custos e investimentos eficientes para o Ano-Teste, ou seja, o ano tarifário seguinte à data da revisão. Entretanto, para os anos posteriores, a concessionária tende a obter ganhos de escala ao atender uma demanda maior com custos incrementais menores. Esse ganho de produtividade não é decorrente de uma maior eficiência na gestão da empresa sobre seus custos operacionais, mas sim de um aumento no mercado atendido. Em termos práticos, isso significa que a concessionária pode obter uma receita maior sem que os custos correspondentes aumentem na mesma proporção. Por isso, a bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão, o efeito do ganho de produtividade refletido na receita da empresa deve ser repassado às tarifas pagas pelos consumidores. (Nota Técnica nº 168, 2006, SRE/ANEEL)

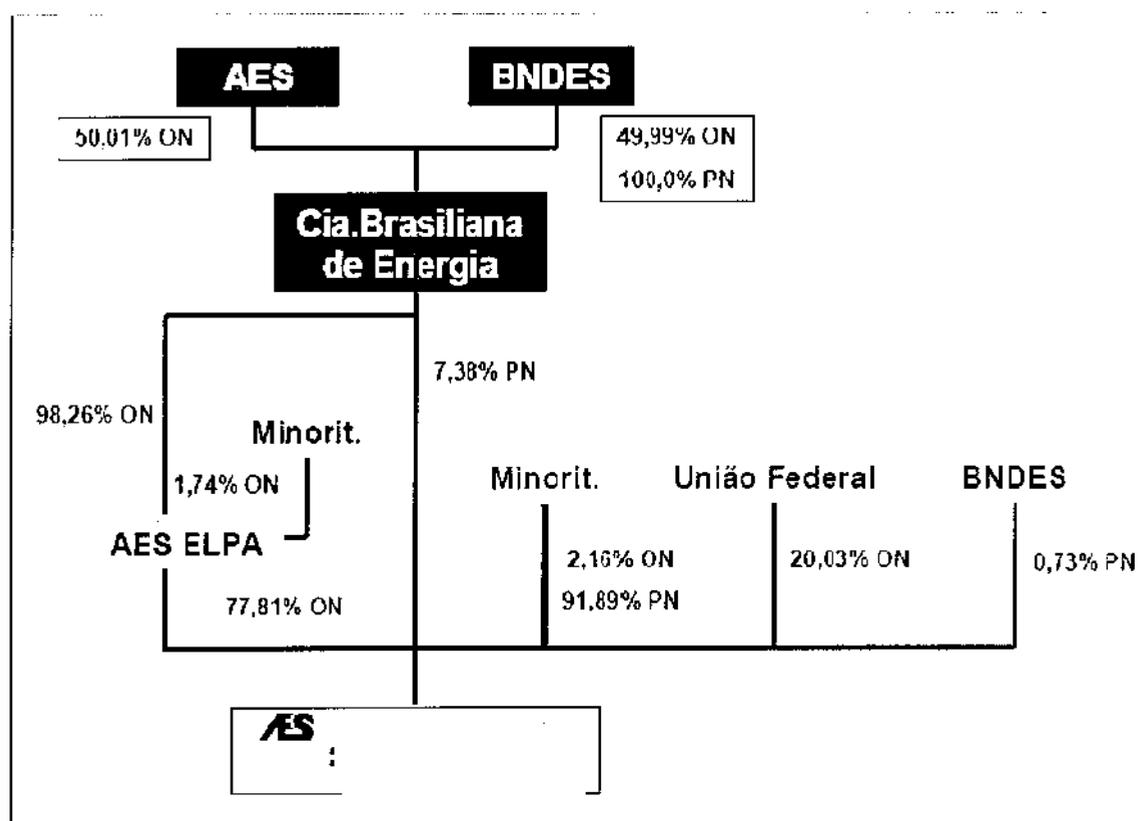
Desta forma, a fim de repassar ao consumidor todo o ganho de produtividade proveniente do ganho de escala com o aumento das operações, considerando, claro, que não há otimização relativa nos custos inerentes à Parcela B, existe o Fator X. Ainda de acordo com a Nota Técnica no 168/2006–SRE/ANEEL, “o cálculo do componente X_e deverá ser realizado pelo método de fluxo de caixa descontado - FCD, do tipo forward looking, que tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente X_e é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital (WACC).”

Capítulo IV - Estudo de caso do aumento das operações de uma empresa de distribuição de energia – Uma análise da Revisão Tarifária Periódica da AES Eletropaulo em 2007

4.1 A empresa

Em 15 de Abril de 1998, a Eletropaulo foi adquirida em leilão pela Liquigás, subsidiária do grupo Light, formado pelas empresas americanas Houston Industries Energy, Inc.(atual Reliant Energy) e AES Corporation, pela francesa Electricité de France e pela brasileira CSN - Companhia Siderúrgica Nacional. Em 2001, com a venda das ações da Reliant e da CSN, a Eletropaulo passou a ser controlada pela AES.

Figura 4.1 – Composição Acionária da Eletropaulo



Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

A Eletropaulo distribui energia elétrica para 24 municípios da região metropolitana de São Paulo - incluindo a capital - que, juntos, abrigam uma população de 16,6 milhões de habitantes. A área de concessão atendida pela

empresa abrange 4.526 km² e concentra a região socioeconômica mais importante do país com mais de seis milhões de unidades consumidoras. Em faturamento, a AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil.

4.2. Determinação da parcela A

A parcela A, como já exposto, contempla os custos não-gerenciáveis das distribuidoras de energia elétrica, como encargos setoriais, de transmissão e de distribuição, além de compra de energia elétrica. Para se determinar o montante de compra de energia necessário para o cálculo da Parcela A para o ano-teste, é necessário estudar o balanço energético da empresa.

4.2.1. Perdas de Energia Elétrica

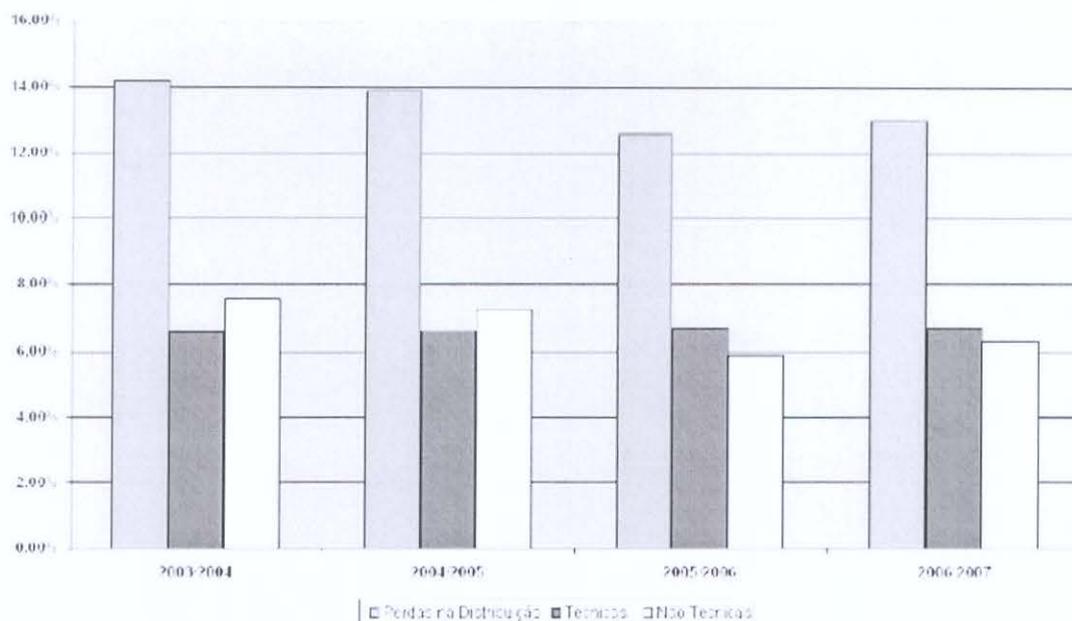
De acordo com a Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL (2007), denomina-se Perdas na Distribuição o somatório de Perdas Técnicas e Comerciais, considerando Perdas Técnicas de Energia as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e de Perdas Comerciais, ou Não Técnicas, o restante da diferença entre a Energia Injetada (Suprida) na rede da distribuidora e a Energia Fornecida por meio dessa rede (considerados o mercado cativo e consumidores livres).

Energia Injetada – Energia Fornecida = Perdas de Energia na Distribuição

Em suma, na Revisão Tarifária Periódica, a ANEEL, ao analisar o Balanço Energético da empresa, define qual o montante máximo em relação ao total de energia requerida²⁴ pode ser repassado ao consumidor na Parcela A. No mais, o gráfico abaixo apresenta o histórico das perdas de energia da Eletropaulo:

²⁴ Entenda energia requerida, neste caso, como Fornecimento + Suprimento + Consumidores Livres + Perdas na Distribuição

Figura 4.2 – Histórico de Perdas de Energia Elétrica da Eletropaulo



Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Ou seja, de acordo com o gráfico, a Eletropaulo vem, desde a última Revisão Tarifária Periódica, reduzindo suas perdas na distribuição de energia, o que representa o compromisso da empresa em incrementar a qualidade do serviço prestado. Destarte, conforme preconizado pelo modelo de price cap de regulação econômica, o comportamento dos agentes regulados é influenciado sobretudo pelos incentivos que recebem e, portanto, cabe ao regulador definir uma meta em cada Revisão Tarifária, de modo que esta tem de buscar a modicidade tarifária e, ademais, ser coerente com a evolução das perdas globais da empresa e com o consumidor, de modo que, ao se definir uma meta, o regulado é incentivado a alcançar uma posição melhor à pré-estabelecida pela ANEEL, de modo a apropriar este excedente.

Para o período Tarifário 2007-2011, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) apresentou um relatório no qual definiu a meta para a Eletropaulo, conforme quadro abaixo:

Figura 4.3 – Percentual sobre a energia ejetada – Perdas na distribuição (MWh)

Perdas na Distribuição (MWh) – Percentual sobre a Energia Injetada		
Perdas Globais	12,77%	5.822.077
Técnicas	4,81%	2.194.486
Não Técnicas	7,96%	3.627.591

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Ou seja, a meta da Eletropaulo para o próximo ciclo regulatório é de 12,77%.

4.2.2. Balanço Energético

O Balanço Energético da Eletropaulo para o ano-teste é representado pela energia disponível para distribuição e pela energia requerida, composta pela previsão de vendas para o ano-teste e pelas perdas globais. No mais, é possível notar que, ao final do balanço, existe uma linha para denotar as sobras, provenientes da diferença entre o disponível para distribuição e o demandado de acordo com as projeções de mercado e crescimento populacional, para o ano-teste. Segue abaixo o quadro:

Figura 4.4 – Balanço Energético da Eletropaulo para o ano-teste

DESCRIÇÃO	CÁLCULO	TOTAL (MWh)
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)	0
PROINFA	(2)	535.708
ITAIPU	(3)	11.793.952
COMPRAS	(4)	27.571.128
CCEAR - Produto 2005-2012		8.560.022
CCEAR - Produto 2006-2013		5.326.789
CCEAR - Produto 2007-2014		288.498
CCEAR - Produto 2008-2015		524.390
CCEAR – 2008 – H30 (Energia Nova)		25.335
CCEAR – 2008 – T15 (Energia Nova)		200.184
Tietê		11.891.366
Uruguaiana		518.197
Equipav		130.000
Cerradinho Vol A – 2007		72.471
Cerradinho Vol A – 2008		33.876
ENERGIA DISPONÍVEL	(5) = (1) + (2) + (3) + (4)	39.900.788
Fornecimento	(6)	31.938.902
Suprimento	(7)	0
Consumidores Livres	(8)	7.829.391
TOTAL DE VENDAS	(9) = (6) + (7)	31.938.897
Perdas na Rede Básica	(10)	925.144
Perdas Regulatórias na Distribuição	(11)	5.822.077
TOTAL DE PERDAS	(12) = (10) + (11)	6.747.221
ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)	(13) = (9) + (12)	38.686.118
DISPONIBILIDADE LÍQUIDA (SOBRAS)	(14) = (5) – (13)	1.214.669

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Os preços dos CCEAR e dos contratos bilaterais foram reajustados conforme regra estabelecida em cada contrato de compra e venda de energia da ELETROPAULO com a respectiva vendedora, observadas as regras de repasse aplicadas a cada caso, seja pelo VN ou valor definido quando da homologação dos contratos nesta Agência. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária ELETROPAULO a título de compra de energia elétrica são de R\$ 3.689.113.181,61, já expurgadas as sobras de energia.

4.2.3. Encargos Setoriais

Os encargos setoriais para o ano-teste da Eletropaulo estão definidos conforme tabela abaixo:

Figura 4.5 – Encargos Setoriais para o ano-teste

Encargos	Valor (R\$)	Dispositivo Legal / Observação
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	297.935.251,45	Resolução Homologatória nº 432/2007
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	329.315.734,65	Resolução Normativa nº 239/2006
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	19.126.952,21	Nota Técnica nº 157/2007 - SRE/ANEEL
Reserva Global de Reversão – RGR	54.294.636,31	Memorando 335/2007, de 13/06/2007
PROINFRA	71.772.611,26	Resolução Homologatória nº 405/2006
ONS	360.844,29	Valor 2007 – Informado pela SFF
Compensação financeira	-	Não se aplica
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	6.093.634,49	Resolução Homologatória nº 401/2006
P&D e Eficiência Energética	66.885.178,99	Resolução Normativa nº 233/2006
Total de Encargos Tarifários	845.784.842,65	

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Ou seja, o total de encargos tarifários para a Eletropaulo no ano-teste é de R\$ 845.784.842,65.

4.2.4 Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica

Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados no ano-teste da Revisão Tarifária estão considerados abaixo:

Figura 4.6 – Encargo relativos ao transporte

Encargos	Valor (R\$)
Rede Básica	496.013.478,20
Rede Básica – Fronteira	155.996.163,30
Conexão	55.860.915,11
MUST – Itaipu	56.491.902,27
Transporte de Itaipu	69.369.796,12
Uso dos Sistemas de Distribuição	60.353.177,03
Total de Encargos de Transporte	894.085.432,03

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Portanto, o custo com transporte de energia calculado para a Eletropaulo para o ano-teste é de R\$ 894.085.432,03.

CEDOC - IE - UNICAMP

4.2.5 Falha do modelo regulatório na Parcela A

Em Outubro de 2008, o Tribunal de Contas da União (TCU), cumprindo solicitação do deputado federal Eduardo da Fonte (PP-PE), realizou auditoria com o objetivo de identificar a razão pela qual as tarifas de energia da Companhia Energética de Pernambuco (Celpe) e da Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S/A (Cemig) tiveram aumento muito superior à inflação. Com isso, veio à tona a descoberta de graves distorções nos processos de reajustes tarifários das concessionárias distribuidoras de energia.

O erro consiste em desconsiderar impactos provenientes de aumento no consumo na Parcela A. Tudo se inicia no reajuste tarifário, aplicado todos os anos com exceção do ano da Revisão Tarifária, onde, ao aplicar este reajuste, a ANEEL faz sobre a receita total dos 12 meses anteriores. Mas o correto seria aplicar sobre a receita futura, já considerando aumento no consumo para o período subsequente. Aí está o erro, pois só assim o modelo captaria o aumento de demanda e repassaria aos consumidores.

Ou seja, os ganhos gerados através do aumento de consumo, seja por crescimento vertical ou horizontal, deveriam ser repassados aos consumidores, haja vista que não advém de ganhos de produtividade alcançados pela distribuidora. Como já discutido no trabalho, os componentes da Parcela A não são gerenciáveis e qualquer ganho de escala que esteja inserido dentro desta parcela deve ser repassado aos consumidores.

De acordo com o jornal *Folha de São Paulo*, o erro no cálculo da tarifa, que gera uma cobrança indevida de cerca de R\$ 1 bilhão/ano, tem origem nos contratos firmados no contexto das privatizações das distribuidoras de energia elétrica, conforme exposto por especialistas.

4.2.5.1 Exemplo falha do modelo para a Parcela A

Em cada reajuste tarifário anual, a ANEEL rateia para as distribuidoras de energia elétrica a conta do total de encargos setoriais, que, por sua vez, devem repassar aos consumidores. Caso a ANEEL continue desconsiderando o aumento do consumo no cálculo dos encargos setoriais requeridos para determinado período tarifário, o consumidor continuará pagando mais do que o devido. Por exemplo, suponha que o mercado consumidor cresça 5% neste ano-teste, os encargos setoriais definidos nesta Revisão Tarifária Periódica ficarão da seguinte forma:

Encargos Setoriais na Revisão = R\$ 845.784.842,65	
X	
Base de representação do Mercado Consumidor = 1,05	
TOTAL	R\$ 888.074.084,78

Ganho excedente apropriado pela distribuidora de energia elétrica pressupondo aumento do consumo em 5% R\$ 42.289.242,13

4.3. Determinação da Parcela B

De acordo com a Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL (2007), “a análise dos custos da própria empresa sujeita o regulador aos efeitos da “assimetria de informação”. Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O Regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o Regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e ao manejo dessas informações é totalmente assimétrica.”

Desta forma, considerando que a Parcela B representa os custos operacionais eficientes, o retorno sobre os investimentos feitos com prudência e a depreciação, fica claro o motivo pelo qual esta é considerada como a parte gerenciável da tarifa de distribuição de energia elétrica. É através da correta administração da Parcela B que a concessionária distribuidora de energia elétrica conseguirá alcançar um retorno sobre o investimento satisfatório, em que pese o fato do erro de metodologia existente para o cálculo da Parcela A no reajuste tarifário.

4.3.1. Custos Operacionais Eficientes

O processo de elaboração dos custos operacionais passa necessariamente pela construção de uma Empresa de Referência e sua consistência, a fim de determinar os custos operacionais eficientes que sejam condizentes com as condições geoeconômicas dentro das quais a concessionária trabalha no sentido de distribuir energia elétrica com a qualidade exigida pelo regulador. De uma forma geral, a organização de uma distribuidora de energia elétrica requer funções básicas, tais como descritas abaixo:

- Direção, estratégia e controle;
- Administração;
- Finanças;
- Comercial;
- Técnica.

O processo de elaboração desta estrutura de empresa de referência baseia-se nas funções definidas acima e engloba todos os postos de trabalho necessários para prover o satisfatório desempenho de todas estas atividades, de modo que o quadro total que representa os custos operacionais eficientes para a Eletropaulo no ano-teste encontra-se abaixo:

Figura 4.7 – Estrutura de custos para a Empresa de Referência da Eletropaulo

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	14.242.983	10.772.322	25.015.304
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	23.208.498	20.346.900	43.555.399
	DIRETORIA FINANCEIRA	11.756.707	1.322.614	13.079.321
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	28.758.869	16.575.520	45.334.389
	DIRETORIA COMERCIAL	35.564.278	33.299.148	68.863.427
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	97.603.473	25.172.223	122.775.696
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	65.404.913	16.834.286	82.239.199
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	78.902.758	95.737.042	174.639.800
	P&A DE O&M	131.641.931	44.897.448	176.539.380
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	37.139.489	63.319.921	100.459.410
CUSTOS TOTAIS POR ANO		524.223.899	328.277.424	852.501.325

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

O método da Empresa de Referência para o cálculo de distribuição de energia elétrica é deveras complexo e abrangente, portanto o objetivo desta apresentação é analisar resumidamente cada posição, de modo a fornecer insumos para se fazer a crítica ao modelo proposto. Desta forma, chega-se à conclusão de que os custos operacionais eficientes, aos preços de 2007, para o ano-teste é de R\$ 852.501.325,00.

4.3.2. Cálculo da Remuneração do Capital

Considerando que o custo médio ponderado de capital para as empresas de distribuição elétrica no Brasil é de 9,95%, e que a base de remuneração líquida é de R\$ 4.700.203.898,73, chega-se ao resultado da equação a seguir, que calcula a remuneração líquida do capital:

$$RLC = BRRl \cdot r_{WACC}$$

onde:

BRRl = base de remuneração regulatória líquida;

r_{WACC} = custo médio ponderado de capital (real).

De acordo com a equação acima apresentada, a remuneração líquida do capital para a Eletropaulo no ano-teste é de R\$ 467.670.287,92. E com isso, é possível chegar à remuneração bruta do capital, conforme equação abaixo, onde T é a alíquota do imposto e igual a 34%:

$$RBC = \frac{RLC}{1 - T}$$

Desta forma, chega-se a uma remuneração bruta do capital de R\$ 708.591.345,34.

4.3.3. Depreciação

Conforme a Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL, "a quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens." Para este item, foi considerado o percentual de 4,31% sobre o valor do ativo imobilizado em Serviços menos Terrenos, com este

percentual refletindo a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da Eletropaulo.

A base de cálculo para a quota de reintegração regulatória foi de R\$ 11.101.625.031,95, conforme explicitado na tabela abaixo:

Figura 4.8 – Depreciação da Eletropaulo para o ano-teste

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	Cálculo	Valor
Taxa de Depreciação	(1)	4,31%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	R\$ 11.101.625.031,95
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	R\$ 478.480.038,88

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Portanto, o valor da quota de reintegração para o ano-teste é de R\$ 478.480.038,88.

4.4. Aspectos metodológicos da Revisão Tarifária Periódica

O processo tarifário é realizado em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X. A primeira etapa estabelece tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes, para um dado nível de qualidade do serviço e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. Já o segundo estabelece metas de produtividade para período tarifário subsequente.

4.4.1. Reposicionamento Tarifário

O Reposicionamento Tarifário é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R\$) da distribuidora de energia elétrica no mesmo período. Define-se a Receita Requerida como a receita calculada na Revisão Tarifária em questão, para o ano-teste. Já Receita Verificada é a receita calculada de acordo com as premissas do período tarifário anterior, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste. Para fins de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as Outras Receitas, conforme equação abaixo:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}}$$

4.4.1.1 Receita Requerida

4.4.1.1.1 Parcela A

Conforme exposto acima, a Parcela A para o a Receita Requerida da Eletropaulo no ano-teste corresponde ao quadro abaixo:

Figura 4.9 – Cálculo da Parcela A para o ano-teste

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	3.689.113.181,61
Encargos Setoriais	845.784.842,65
Custo com Transporte de Energia	894.085.432,03
Total	5.428.983.456,29

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.1.1.2 Parcela B

Conforme já detalhado anteriormente, o valor da Parcela B para a Receita Requerida do ano-teste para a Eletropaulo é o seguinte:

Figura 4.10 – Cálculo da Parcela B para o ano-teste

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	901.947.405,08
Remuneração do Capital	708.591.345,34
Quota de Reintegração Regulatória	478.480.038,88
Total	2.089.018.789,29

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.1.1.3 Parcela A + Parcela B

A Receita Requerida pela Eletropaulo para o ano-teste, ou seja, os 12 meses posteriores à Revisão Tarifária, é igual a soma da Parcela A com a Parcela B.

Receita Requerida = Parcela A + Parcela B

Portanto, a Receita Requerida é de R\$ 7.518.002.245,58.

4.4.1.2. Receita Verificada

A Receita Verificada para o ano-teste é de R\$ 8.118.395.944,05. Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste, de 39.768.288 MWh (cativo = 31.938.897 MWh e livre = 7.829.391 MWh)

4.4.1.3. Outras Receitas

Conforme a Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL, que trata da Revisão Tarifária Periódica da Eletropaulo, *“outras Receitas compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.”*

Considerou-se o percentual de 90% do montante de receita informado pela distribuidora previsto para o ano-teste, no valor de R\$ 47.353.854,36, para apuração de outras receitas, resultando no valor de R\$ 42.618.468,92.

4.4.1.4. Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Figura 4.11 – Reposicionamento Tarifário para o ano-teste

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R\$ 7.518.002.245,58
Outras Receitas	(2)	R\$ 42.618.468,92
Receita Verificada	(3)	R\$ 8.118.395.944,05
Reposicionamento Tarifário	$[(1) - (2)] / (3)$	-7,92%

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

As tarifas de distribuição de energia elétrica da Eletropaulo devem ser reposicionadas, portanto, em -7,92%.

4.4.2. Fator X

O segundo passo para a concretização da revisão tarifária periódica é o cálculo do Fator X. Sua importância reside no fato de englobar aspectos de mercado competitivo dentro de um monopólio natural, que são as distribuidoras de energia elétrica. O papel da agência reguladora é incentivar que as distribuidoras de energia elétrica busquem ganhos contínuos de eficiência, por intermédio de redução de custos, em cada período regulatório.

Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais. (Anexo III da Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL, 2007)

Conforme a Resolução ANEEL n.º 234, de 31 de outubro de 2006, o Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

Levando-se em conta que no reposicionamento tarifário está sendo utilizado o conceito de Empresa de Referência (ER), presume-se que toda a eficiência refletida pelo Fator Xe esteja associada aos ganhos de escala que uma distribuidora de energia elétrica possa obter ao satisfazer uma maior demanda, com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela ER no momento do reposicionamento

tarifário. Além disso, o Fator Xe contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração.

4.4.2.1. Cálculo do Fator X

Nas Notas Técnicas da ANEEL, o componente Xe do Fator X é calculado a partir do método do Fluxo de Caixa Descontado. Destarte, primeiramente apresenta uma projeção do mercado de energia para o período regulatório que, conforme as tarifas médias calculadas, resultam na receita estimada para o período tarifário, sem aplicação de Fator X. No mais, além de projeção de mercado, serão feitas projeções dos custos operacionais e os investimentos, considerando, claro, que todos os investimentos sejam realizados com prudência, ou seja, variando conforme alterações na demanda por energia.

4.4.2.1.1. Mercado de energia

A estimativa de crescimento para o mercado de energia da Eletropaulo para o próximo período é a seguinte:

Figura 4.12 – Previsão para a evolução do mercado de energia no próximo período tarifário

MERCADO (MWh)	Jul /07 - Jun /08	Jul /08 - Jun /09	Jul /09 - Jun /10	Jul /10 - Jun /11	Crescimento Anual Médio (%)
Residencial	13.167.438	13.545.125	14.022.302	14.456.451	3,16%
Industrial	13.921.978	14.338.278	14.744.894	15.153.354	2,87%
Comercial	10.224.983	10.654.463	11.127.733	11.632.513	4,39%
Rural	28.343	29.261	30.126	31.023	3,06%
Demais	2.425.546	2.494.475	2.563.366	2.633.810	2,78%
Total	39.768.288	41.061.603	42.488.422	43.907.151	3,36%

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Ou seja, foi estimado um crescimento anual médio de 3,36% para a demanda energética da Eletropaulo.

4.4.2.1.2. Receita

A receita do período tarifário é obtida pela multiplicação da tarifa média de cada classe consumo (resultante pela divisão da Parcela B de cada categoria pelo respectivo mercado em MWh) pela projeção de mercado apresentada no item anterior. Pelo fato de a tarifa média de cada classe de consumo ser uma tarefa de

magnitude complexa, a ANEEL adotou, no Anexo II da Nota Técnica sobre a Revisão Tarifária da Eletropaulo, uma tarifa média para todas as classes de consumo, apesar de que as tarifas resultantes ao final do processo de revisão tarifária foram corretamente calculadas.

Portanto, neste caso, a fim de simplificar o processo, foi adotada uma tarifa média de 54,58 R\$/MWh, chegando à seguinte evolução da receita da companhia.

Figura 4.13 – Receita requerida para o próximo período tarifário

RECEITA (R\$)	Jul / 07 - Jun / 08	Jul / 08 - Jun / 09	Jul / 09 - Jun / 10	Jul / 10 - Jun / 11
Residencial	718.639.847	739.252.914	765.295.803	788.990.349
Industrial	759.820.410	782.540.844	804.732.725	827.025.246
Comercial	558.049.350	581.489.100	607.318.803	634.868.183
Rural	1.546.877	1.596.988	1.644.171	1.693.144
Demais	132.379.131	136.141.086	139.900.963	143.745.577
Total	2.170.435.616	2.241.020.931	2.318.892.465	2.396.322.500

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.4.1.3. Custos Operacionais projetados

A projeção para os custos operacionais é feita conforme esquema abaixo:

Figura 4.14 – Esquema conceitual para projeção da evolução dos custos operacionais no período tarifário em construção



Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

A projeção para o número de consumidores é dada a partir de um crescimento de 2,6%²⁵ ao ano, conforme abaixo:

Figura 4.15 – Projeção do número de consumidores

Período	Total
Nov/06	5.459.168
Nov/07	5.603.836
Nov/08	5.752.338
Nov/09	5.904.775
Nov/10	6.061.251

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Por fim, a evolução projetada para os custos operacionais da concessionária é a seguinte:

Figura 4.16 – Evolução dos custos operacionais da Eletropaulo

CUSTOS OPERACIONAIS		Jul/07-Jun/08	Jul/08-Jun/09	Jul/09-Jun/10	Jul/10-Jun/11
Custos de O&M	Pessoal	284.169.992	291.700.497	299.430.560	307.365.470
	Material e Serviços	126.116.250	130.217.710	134.742.546	139.241.729
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	202.409.012	207.772.851	213.278.832	218.930.721
	Material e Serviços	148.461.121	152.395.341	156.433.818	160.579.314
Custos de Administração	Pessoal	43.293.517	43.293.517	43.293.517	43.293.517
	Material e Serviços	35.557.836	35.557.836	35.557.836	35.557.836
Geração Própria	Total	0	0	0	0
TOTAL		812.672.246	840.007.829	860.937.853	904.968.686

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.4.1.4. Investimentos considerados no Fator X

No cálculo dos investimentos em renovação, foi adotado um crescimento médio dos ativos de 9% e uma vida útil de 35 anos dos mesmos. Considera-se os investimentos necessários para o suprimento dos crescimentos vertical e horizontal do consumo na área de concessão.

²⁵ Ou seja, percebe-se que o crescimento projetado na demanda por energia para os clientes da Eletropaulo não se deve exclusivamente ao aumento no número de consumidores, mas sim, também, a um aumento relativo no consumo de energia.

Figura 4.17 – Investimento para o próximo período tarifário

Investimentos (R\$)	Jul/07 - Jun/08	Jul/08 - Jun/09	Jul/09 - Jun/10	Jul/10 - Jun/11	Total
1) Distribuição (U < 69 kV)	369.906.946	374.180.847	378.742.144	383.835.455	1.506.465.392
1.1. Subestações	0	0	0	0	0
1.2. Redes em MT	126.438.972	128.708.377	131.230.616	134.909.017	520.386.982
1.3. Redes em BT	184.056.660	184.056.660	184.056.660	184.056.660	736.226.642
1.4. Renovação	59.411.314	61.415.810	63.454.868	65.569.777	249.851.769
1.5. Outros					0
2) SubTransmissão (U = 69 kV)	62.484.390	65.665.927	77.466.577	99.700.626	305.317.521
2.1. Subestações	5.032.665	11.045.845	14.245.879	16.460.557	46.785.046
2.2. Linhas de Transmissão	42.375.672	34.031.845	47.428.877	41.732.761	165.569.156
2.3. Outros	15.076.053	20.588.237	15.791.821	41.507.209	92.963.319
Total	432.391.337	439.846.773	456.208.721	483.336.081	1.811.782.913

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.4.1.5. Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

A base de remuneração regulatória adotada no fluxo de caixa foi o valor dos ativos físicos da companhia, menos a depreciação, mais o capital de giro estimado. O valor residual é estimado a partir da soma do valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações, e o capital de giro estimado do ano. Os valores da base de remuneração regulatória ao longo do período tarifário estão dispostos abaixo:

Figura 4.18 – Base de Remuneração Regulatória

BALANÇO GERAL	Jul 2007	Jul/07-Jun/08	Jul/08-Jun/09	Jul/09-Jun/10	Jul/10-Jun/11
Ativos					
Capital de Giro	108.521.781	108.521.781	112.051.047	115.944.623	119.816.125
Ativos Fixos de Distribuição	12.815.659.318	13.248.050.655	13.687.897.428	14.144.106.149	14.627.442.231
Ativos Fixos de Geração	-	-	-	-	-
Depreciação Acumulada	(6.769.486.022)	(7.281.002.257)	(7.811.154.558)	(8.360.264.255)	(8.929.036.547)
Obrigações Especiais	(947.533.232)	(906.694.550)	(865.855.867)	(825.017.185)	(784.178.503)
Base de remuneração regulatória	5.207.161.844	5.168.875.629	5.122.938.050	5.074.769.333	5.034.043.305

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.4.1.6. Fluxo de Caixa do Fator X

O fluxo de caixa com as posições acima estimadas gera uma taxa interna de retorno para a concessionária de 11,31%, conforme apresentado na tabela a seguir:

Figura 4.19 – Fluxo de Caixa Descontado sem a influência do Fator X

FLUXO DE CAIXA	Jul 2007	Jul /07 – Jun /08	Jul /08 – Jun /09	Jul /09 – Jun /10	Jul /10 – Jun /11
1. Receita de Distribuição Bruta		2.170.435.616	2.241.020.931	2.318.892.465	2.396.322.500
2. Despesas Operacionais		(1.401.777.000)	(1.442.977.379)	(1.485.537.121)	(1.529.223.962)
2.1. O&M		(840.007.829)	(860.937.853)	(882.737.209)	(904.968.686)
2.2. Receitas Irrecuperáveis		(50.252.937)	(51.887.226)	(53.690.215)	(55.482.983)
2.3. Depreciação dos Ativos		(511.516.234)	(530.152.301)	(549.109.697)	(568.772.293)
3. Tributos		(261.343.929)	(271.334.808)	(283.340.817)	(294.813.503)
4. Investimento		(432.391.337)	(439.846.773)	(456.208.721)	(483.336.081)
5. Depreciação dos Ativos		511.516.234	530.152.301	549.109.697	568.772.293
6. Mudança no capital de giro		-	(3.529.266)	(3.893.577)	(3.871.502)
Fluxo de Caixa		586.439.584	613.485.006	639.021.925	653.849.745
Base Líquida	(5.207.161.844)				5.034.043.305
Fluxo do Negócio	(5.207.161.844)	586.439.584	613.485.006	639.021.925	5.687.893.050

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

Todavia, a fim de alcançar a taxa interna de retorno regulatória, a receita da distribuidora foi ajustada a partir da parcela Xe, em 3,1974%, como pode ser observado no fluxo de caixa apresentado abaixo:

Figura 4.20 – Fluxo de Caixa Descontado com a influência do Fator X

FLUXO DE CAIXA	Jul 2007	Jul /07 – Jun /08	Jul /08 – Jun /09	Jul /09 – Jun /10	Jul /10 – Jun /11
1. Receita de Distribuição Bruta		2.170.435.616	2.169.368.517	2.172.974.595	2.173.733.632
2. Despesas Operacionais		(1.401.777.000)	(1.441.318.337)	(1.482.158.628)	(1.524.070.276)
2.1. O&M		(840.007.829)	(860.937.853)	(882.737.209)	(904.968.686)
2.2. Receitas Irrecuperáveis		(50.252.937)	(50.228.183)	(50.311.723)	(50.329.297)
2.3. Depreciação dos Ativos		(511.516.234)	(530.152.301)	(549.109.697)	(568.772.293)
3. Tributos		(261.343.929)	(247.536.381)	(234.877.429)	(220.885.541)
4. Investimento		(432.391.337)	(439.846.773)	(456.208.721)	(483.336.081)
5. Depreciação dos Ativos		511.516.234	530.152.301	549.109.697	568.772.293
6. Mudança no capital de giro		-	53.455	(180.404)	(37.952)
Fluxo de Caixa		586.439.584	570.870.781	548.659.109	514.176.075
Base Líquida	(5.207.161.844)				5.022.913.862
Fluxo do Negócio	(5.207.161.844)	586.439.584	570.870.781	548.659.109	5.537.089.937

Fonte: Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL

4.4.4.1.7. Limitações do modelo para cálculo do Fator X

Apesar de, como já comentado, o regime price cap existente no Brasil ser superior ao regime por custo de serviço, uma vez que estimula a competitividade e, destarte, a modicidade tarifária, há alguns pontos que este trabalho julga relevantes para ponderação. No caso do fato de constar em contrato a garantia de saúde financeira para as empresas reguladas, é possível observar, neste ponto, grande proximidade com o regime por custo de serviço, haja vista que, em um hipotético

cenário de crise econômica, as previsões para a evolução da demanda dos consumidores da área de concessão tendem a ser negativas com relação ao ano-teste. Neste caso, seguindo o conceito do Modelo do Fluxo de Caixa Descontado, a tarifa deveria cair, de modo a garantir uma receita minimamente satisfatória à concessionária. Em um mercado competitivo, o incremento ou o desaquecimento da demanda gera, por conseguinte, efeitos sobre a receita de qualquer companhia, o que não é observado nas concessionárias de distribuição de energia elétrica, em que pese o fato de, pelo fato de serem monopólios naturais, terem custos fixos muito elevados e custos variáveis em menor proporção.

No mais, o cálculo do Fator Xe claramente abre espaço para equívocos de estimativa. Se considerarmos, por exemplo, um ano como 2001, em que houve o “apagão” no país, caso a queda pontual da demanda não fosse percebida à época da Revisão Tarifária, a concessionária perderia muito mais do que deveria se for considerado à risca o conceito do Fator Xe, que basicamente é capturar ganhos de escala proveniente do aumento das operações da companhia, gerados, por sua vez, pelo aumento da demanda por energia elétrica. Fica clara a idéia, a partir da apresentação da construção do componente Xe da Eletropaulo, que é possível que a concessionária, num contexto de assimetria de informação entre regulador e regulado, superestime seus custos operacionais, e também é possível que haja distorções no crescimento do mercado para os próximos 4 anos, o que aparenta ser algo plausível em um país que não apresenta a consistência econômica dos países mais desenvolvidos.

A ANEEL se utiliza de modelos de regressão linear por mínimos quadrados ponderados cujas variáveis explicativas são o PIB, o número de clientes e a série histórica de energia vendida. Não considerando nenhum aspecto local da concessionária. É óbvio que as distribuidoras possuem mais informações e métodos mais eficientes para se estimar essa projeção de vendas no mercado em que atua. O que as concessionárias sugerem é que elas deveriam enviar e justificar corretamente as projeções de venda de energia, assumindo os riscos provenientes da evolução do mercado. No entanto, é importante que a ANEEL tenha um método para aferir possíveis manipulações com o intuito de diminuir o Xe. (TR Consultoria, 2006)

V. Conclusão

Conforme exposto, os objetivos primordiais do modelo de regulação vigente no Brasil, por preços-teto, são a manutenção de uma saudável condição financeira para as concessionárias de energia elétrica e a modicidade tarifária. Assim, utilizam-se de 3 processos para readequação tarifária: Revisão Tarifária Periódica, Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária.

A Revisão Tarifária Periódica é realizada, geralmente, a cada quatro anos, com o objetivo de transferir os ganhos de produtividade realizados pelas distribuidoras de energia elétrica no período, ou seja, transferir os ganhos de produtividade que exacerbaram os ganhos previstos pelo Fator X, calculado na última Revisão Tarifária. Neste processo, os ganhos de produtividade passados são repassados através da Receita Requerida, que é a receita calculada para a concessionária para o ano-teste, ou seja, os 12 meses prontamente posteriores à revisão. No mais, os ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente são estimados através do Fator X, que é calculado a partir de modelos estatísticos de previsão de crescimento de mercado de energia e, por conseguinte, do mercado consumidor.

Após o cálculo do Fator X, a concessionária terá sua revisão tarifária completa, uma vez que teve seus ganhos de produtividade realizados no período tarifário anterior repassados ao consumidor e teve o ganho de escala proveniente do aumento das operações estimado para o período tarifário posterior. Desta forma, a empresa, em teoria, fica incentivada a gerir de modo mais eficiente seus custos, de modo a alcançar um nível de eficiência superior àquele do período anterior, que não lhe traz mais benefício adicional algum, além de alcançar um nível de produtividade que supere apenas àquela oriunda dos ganhos de escala pelo aumento da demanda por energia, uma vez que estes ganhos estão sujeitos a serem captados pelo modelo nos anos seguintes.

Estes ganhos, por sua vez, serão captados tomando como base a previsão de crescimento para o mercado de energia ano a ano. Ou seja, ao calcular o Fator X, a empresa utiliza o método do Fluxo de Caixa Descontado e, para isto, necessita dos valores da receita ano a ano, que dependem, obviamente, da demanda por energia do mercado regulado em questão. É correto salientar que uma incorreta previsão por parte da distribuidora de energia elétrica no que tange a compra de energia pode

gerar energia ociosa, comprometendo o repasse integral da Parcela A aos consumidores, uma vez que o mercado de energia projetado não foi realizado na realidade. Trata-se de um caso clássico de ineficiência da demanda efetiva.

No mais uma estimativa equivocada de crescimento do mercado de energia para os próximos anos pode levar a incorreções da aplicação do Fator X. Assim, que fique claro que são incorreções no sentido de deturpar o conceito central da parte Xe do Fator X, que é detectar os ganhos de escala proveniente do aumento das operações e, assim repassar aos consumidores. Em um ano de crise como foi 2001, portanto, existira a possibilidade de o Fator X deformar totalmente a tarifa de energia a ser paga pelos consumidores, pois, caso a queda da demanda por energia elétrica não fosse estimada anteriormente, onde a empresa seria remunerada com um montante inferior ao correto, uma vez que a perda de produtividade decorrente da queda nas operações geraria menos receita para um mesmo nível de custos fixos (considerando que não há readequação deste no curto prazo).

De acordo com a exposição do estudo de caso, fica claro, pela receita requerida para os anos posteriores sem o peso do Fator X e, posteriormente, com a inserção do Fator X, que uma correta e minuciosa estimativa para a evolução do mercado de energia é condição *sine qua non* para o sucesso deste modelo de regulação, ainda que este trabalho questione se este método cumpre de modo fidedigno o que busca, ou seja, repassar aos consumidores todo o ganho de escala proveniente do aumento das operações. Com os modernos modelos econométricos existentes atualmente, não é difícil aceitar a premissa de que o modelo acerta grande parte do destino e sentido da captura dos ganhos de escala. Todavia, em momentos de abrupta variação da atividade econômica, com conseqüente queda de demanda por energia elétrica, a revisão extraordinária parece ser uma boa saída para a manutenção da confiabilidade do modelo.

Ademais, num ambiente envolto sobretudo pela assimetria de informação, não apenas do regulador para com as informações do regulado, mas também o inverso, um modelo que estimula a crescente busca pelo aumento da produtividade através da boa gestão dos custos provenientes da Parcela B parece enrijecer ainda mais a idéia de que a transparência é ainda menor atualmente do que na época do modelo pelo Custo de Serviço. Caso a Empresa de Referência seja construída de maneira incorreta, por exemplo, a empresa regulada não terá referência alguma da real situação da estrutura de custos dela e, assim, ficará a mercê do modelo, seja

com relativa folga para incremento da produtividade, que será apropriada pelo próximo período tarifária, todavia será repassada aos consumidores na próxima Revisão Tarifária; seja pela exigência acima dos níveis aceitáveis para a estrutura real de custos da concessionária.

Por fim, o trabalho chega à conclusão de que, apesar de o modelo ser superior ao modelo por custo de serviço, no sentido de incentivar a busca por um ambiente competitivo para as empresas, o modelo peca em alguns pontos importantes, que podem afetar a modicidade tarifária e, por conseguinte, o consumidor. Um caso evidente disso é o erro de metodologia para o cálculo da Parcela A, quando não é levado em consideração o crescimento do mercado consumidor para períodos seguinte ao ano-teste. Ou ainda a própria estimativa para o aumento da receita requerida, que ocorre com o aumento das operações. Neste caso, a agência reguladora não repassa ao consumidor, nos reajustes anuais, todo o ganho de escala decorrente do aumento das operações, algo que ocorre apenas na próxima Revisão Tarifária Periódica, quando se tem os dados realizados e, portanto, todo incremento da produtividade e, assim, conforme já exposto, é definida a Receita Requerida.

Referências Bibliográficas

Almeida, Rafael B. - Aplicação da metodologia de elaboração de projetos de investimentos na expansão das operações de empresas distribuidoras de energia elétrica como meio de alavancar a taxa de retorno sobre ativos – Apresentação final de monografia – UNICAMP, Dezembro de 2008

Amaral Filho, J.B. – A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária – Tese de Doutorado – UNICAMP, Outubro de 2007

ANEEL (2005-c) - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica - Cadernos Temáticos, ANEEL; Brasília DF, Abril 2005

Aneel, SRE Nota Técnica Empresa de Referência Revisão Tarifária 166. 2006. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/documento/nt_empresa_de_referencia.pdf.

Aneel, SRE Nota Técnica Fator X 326. 2002. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2002/ap023/NT_FX_29out02.pdf

Armstrong, M; Cowan, S.e Vickers, J., Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience, MIT Press, 1994, cap. 6.

Chisari, Omar ; Celani, M. Notas de Análisis Económico de la Regulación de Servicios Públicos. Curso de Regulação Econômica dos Serviços de Saneamento. Brasília: MPO/SEPURB, IDE/BIRD, OXERA/FGV,1998.

Coutinho, P.; Oliveira, A. Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. Fubra, 2002, Relatório Final.

Currien, N, L'Économie des réseaux, La Découverte, Paris, 2000, p. 54.

Danni, Luciano ; Moita, Rodrigo - O Método da Empresa de Referência nas Revisões Tarifárias da Aneel e uma Proposta de Retorno à Prática Regulatória Tradicional - IBMEC SÃO PAULO, 2007

Guimarães, Eduardo A. - Curvas de Custo – Economias de Escala – Texto Didático nº 18 – UFRJ, 1983

Hercovici, Alan. - Concorrência e natureza da regulação: uma avaliação da metodologia empregada na revisão tarifária da ESCELSA - Rio de Janeiro. NUCA - Instituto de Economia-UFRJ , 2002

Johnson, Bruce B.; Saes, Flávio A.M.; Teixeira, Hélio J.; Wright, James T.C. Serviços Públicos no Brasil: Mudanças e Perspectivas. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1996

Looty, M.; Szapiro, M. - Economias de escala e escopo. In: Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil. Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda., 2002. Cap. 3.

Koutsoyannis, A. – Modern Microeconomics, 2nd. Edition Londres: MacMillan, 1979 (Cap. 4)

Maital, Shlomo. Economia para Executivos. Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda, 1996.

MILLER, Roger LeRoy. Microeconomia: teoria, questões e aplicações. São Paulo, McGraw-Hill, 1981.

Peano, Claudia - Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL - Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, abril de 2005. Texto

disponível na internet em:
http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2005/Teses/Tese_Claudia.pdf

Pindyck, Robert S. & Rubinfeld, Daniel – Microeconomia – São Paulo, Makron Books, 1994.

Pinto H. e Pires M. – Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios – ANP, Brasília, 2000. Texto disponível na internet em:
http://www.anp.gov.br/doc/notas.../Nota_Tecnica_ANP_009_2000.pdf

Sales, Julio - Avaliação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil – Tese de Doutorado – UNICAMP, 2009

Samuelson, Paul A. Introdução à análise econômica. 8ª ed. Rio de Janeiro, Agir, 1975.

Santos, Clezio S. – A regulação da distribuição de energia elétrica brasileira: relações entre agências e a qualidade dos serviços das concessionárias – Tese de Doutorado – UFBA, 2003

Soares, Maria Isabel - A reestruturação do Setor Elétrico Europeu: da Evidência Empírica à Teoria Econômica – FEUC, 2006

Tozzini, Sidney. As conseqüências da Regulação Econômica sobre a Estratégica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil - IP/FEA/IEE/IF – 2006

TR Consultoria - Modificações na Metodologia do Xe e seus Impactos nas Receitas das Distribuidoras - XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Belo Horizonte, 2006

Varian, H. – Microeconomia – Princípios Básicos – Rio de Janeiro. Campus, 1994.