

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

***IMPLICAÇÕES DO FATOR X NAS EMPRESAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA***

Por Alexandre Geraldi da Rosa

Florianópolis

2004

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

***IMPLICAÇÕES DO FATOR X NAS EMPRESAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA***

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Por Alexandre Geraldi da Rosa

Orientador: Prof. João Randolfo Pontes.

Área de Pesquisa: Economia de Empresas

Palavras Chaves: 1. Energia Elétrica
 2. Regulação Econômica
 3. Revisão Tarifária

Florianópolis, dezembro de 2004.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota ao aluno Alexandre Geraldi da Rosa na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. João Randolfo Pontes
(Orientador)

Prof. João Rogério Sanson
Membro

Prof. Osvaldo Goeldner Moritz
Membro

Dedico este trabalho aos meus pais

Dilnei e Elizabeth, pelo amor que

recebi durante minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família: meus pais Dilnei e Elizabeth, Meu irmão Rafael, por todo amor, carinho, conselhos, paciência, confiança e incentivos que recebi. Agradeço a todos vocês de coração. Vocês foram e são muito importantes.

Ao Professor Dr. João Randolfo Pontes, pela orientação e suporte realizados na conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos e as amigadas que fiz no decorrer do curso: Marcus Vinicius, Carlos, Álvaro, Shandi, Ana Probst e Fabrício. Obrigado pelo apoio, incentivo e preocupação, principalmente na conclusão deste trabalho..

A todos os outros colegas, professores e servidores do Curso de Economia da Universidade Federal de Santa Catarina.

Enfim, a todos que colaboraram direta ou indiretamente nesta grande caminhada desejando sempre o meu sucesso.

"Sabedoria é ser dono do sentido que

se dá aos acontecimentos.

Maturidade é o que se aprende

com esses acontecimentos."

(Roberto Shinyashiki)

RESUMO

ROSA, Alexandre Geraldi da. **Implicações do Fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica**. 2004. 76f. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Orientador: Prof. João Randolfo Pontes, Dr.

O presente trabalho examina as implicações do Fator X como forma de regulação nas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil. Após a promulgação da Lei 8987/95 e com o início da privatização do setor elétrico, as empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil são submetidas à regulação tarifária, via mecanismo “*Price Cap*” pela ANEEL. Uma variável fundamental para esse mecanismo é a determinação do Fator X que funciona como redutor de preços. Fatores determinantes para o cálculo do Fator X foram e são estudados a nível internacional, como, por exemplo, a *British Telecon* e distribuidoras de energia elétrica da Inglaterra. Buscou-se conhecer as contribuições teóricas recentes para a determinação do Fator X.

O novo modelo competitivo em curso estabelece o cálculo da tarifa de energia com base no preço, deixando de lado o sistema do custo de serviço, constituindo-se numa novidade na forma de regulação tarifária adotada pela ANEEL, que busca maior eficiência e modicidade nas tarifas aplicadas pelas distribuidoras de energia. O presente trabalho permitiu constatar: i) a complexidade na determinação do Fator X; ii) o problema gerado pela assimetria das informações na formação da base de dados para composição dos componentes do Fator X; iii) os aspectos jurídicos envolvidos na elaboração de uma Resolução da ANEEL, principalmente quando se trata de tarifas que impactam diretamente as receitas das concessionárias; iv) as influências das políticas governamentais na regulação econômica das empresas. Os resultados do trabalho permitem constatar que: i) o Fator X está sendo utilizado atualmente como redutor de tarifas, quando da primeira revisão tarifária ele foi estipulado em 0 (zero), ii) as empresas concessionárias distribuidoras de energia buscam junto a ANEEL modificações em alguns dos componentes do Fator X que, para elas, podem influenciar nas tarifas não condizente com a realidade da empresa, e, assim provocar o desequilíbrio econômico-financeiro, iii) há necessidade de aprimoramento do método de estabelecimento do Fator X para evitar ações na justiça contra o órgão regulador e provocar aumento nos custos das transações econômicas. A avaliação dos resultados foi feita com base nos fundamentos da microeconômica clássica tradicional e a nova teoria econômica das organizações, cujos princípios fortalecem a regulação como o ponto central em trabalhos dessa natureza.

LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 1 - Restrições no Ambiente Regulatório	26
Tabela 1 - Dados sobre o mercado de distribuição de energia elétrica do Brasil	38
Tabela 2 - Projeção do crescimento do Mercado de Energia Elétrica	61
Tabela 3 - Projeção de Crescimento do Mercado de Energia Elétrica da Celesc	66
Tabela 4 - Projeção de investimentos na Celesc Realizada Pela ANEEL	66
Tabela 5 - Projeção de investimentos na Celesc realizada pela Celesc	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AESUL - AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica
AP – Audiência Pública
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A
BOA VISTA - Boa Vista Energia S/A
CAIUÁ - CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL - Companhia Energética de Alagoas
CEAM - Companhia Energética do Amazonas
CEB - Companhia Energética de Brasília
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELB - Companhia Energética da Borborema
CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELG - Companhia Energética de Goiás
CELP - Companhia Energética de Pernambuco
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão
CEMAT - Centrais Elétricas Mato-grossenses
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CENF - Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo
CEPISA - Companhia Energética do Piauí
CER - Companhia Energética de Roraima
CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S/A
CFLCL - Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício
CJEN - Companhia Jaguari de Energia
CLFM - Companhia Luz e Força de Mococa
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
COCEL - Companhia Campo-larguense de Energia
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE - Companhia Energética do Ceará
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança
COPEL - Companhia Paranaense de Energia Elétrica
COSERN - Cia. Energética do Rio Grande do Norte
CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMEPC (DMC)- Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas
EBIT - **Earnings Before Interest Rates and Taxes**

EBITDA - Earnings Before Interest Rates, Taxes, Depreciation and Amortization
EEB - Empresa Elétrica Bragantina
EEVP - Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A
EFLU - Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S/A
ENERGIPE - Empresa Energética de Sergipe
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
ER – Empresa de Referência
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
FCD - Fluxo de Caixa Descontado
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC – Frequência de Interrupção de Individual por Consumidor
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda.
GWh – GigaWatts's hora
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A
IASC - Índice de Satisfação do Consumidor
IEE – Equilíbrio econômico financeiro
IGP-M – índice Geral de Preços do Mercado
IPCA – Índice Geral de Preços ao Atacado
IRT – Índice de reajuste tarifário
JOÃO CESA - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.
KV – Kilovolts
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A
MANAUS - Manaus Energia S/A
MMC - Monopolies and Mergers Commission
MUXFELDT - Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda
NT – Nota técnica
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz
RA – Receita anual
RCS - Regulação por custo de serviço
RGE - Rio Grande Energia S/A
RPI – Retail price index
SAELPA - S/A de Eletrificação da Paraíba
SANTA CRUZ - Companhia Luz e Força Santa Cruz
SRE –Superintendência de regulação econômica
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
TIR – Taxa interna de Retorno
TMA – Tempo Médio de Atendimento
UHENPAL - Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda
VPA – Valor da parcela A
VPB – Valor da parcela B
WACC – Weighted Average cost of Capital (taxa de retorno sobre o capital investido)
XANXERE - Hidroelétrica Xanxerê Ltda

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Contextualização do problema.....	13
1.2 Objetivos.....	14
1.2.1 Geral.....	14
1.2.2 Específicos.....	15
1.3 Metodologia de trabalho.....	15
1.4 Estrutura do trabalho.....	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEORICA.....	18
2.1 Fundamentos Econômicos Da Firma.....	18
2.2 A estrutura de mercados.....	19
2.3 Regulação econômica dos mercados.....	23
2.4 Instrumentos de regulação econômica e formas de regulação dos preços.....	25
2.5 Modelos de regulação econômica.....	27
2.5.1 A regulação por incentivos.....	27
2.5.2 Regulação por preço teto.....	27
2.5.3 Regulação por preço teto aperfeiçoada por comparação (<i>Yardstick Regulation</i>).....	28
2.5.4 Regulação por custo de serviço (RCS) ou por taxa de retorno.....	29
2.5.5 Divisão dos Lucros (<i>profit sharing</i>).....	30
2.5.6 <i>Revenue Cap</i>	30
2.5.7 Limite de preço parcial.....	31
2.5.8 Modelos híbridos.....	32
2.5.9 Fator X.....	32
2.6 Conceitos econômicos referentes a custos.....	33
3. ESTRUTURA TARIFARIA NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA.....	35
3.1 Informações gerais sobre a indústria de energia elétrica.....	35
3.2 Características da industria de energia elétrica.....	36
3.3 O mercado de distribuição de energia elétrica do Brasil.....	37
3.4 Aspectos gerais das tarifas no mercado de eletricidade brasileiro.....	39
3.5 O equilíbrio econômico e financeiro da concessão.....	40
3.6 Tarifas no contrato de concessão de serviço público de energia elétrica.....	41
3.7 Revisão tarifaria periódica e extraordinária.....	44
3.8 A regulação das tarifas no Brasil.....	44
3.9 O Fator X na regulação econômica das concessionárias de energia eletrica.....	47
3.10 Perpectivas e tendências.....	55

4. REFLEXOS DO FATOR X NAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	58
4.1 Considerações gerais	58
4.2 O posicionamento das empresas distribuidoras de energia elétrica	58
4.3 Análise das Notas Técnicas e relatórios de manifestação das concessionárias de distribuição.....	70
4.3.1 Considerações sobre o componente X_e	70
4.3.2 Considerações sobre o componente X_c	71
4.3.3 Considerações sobre o componente X_a	71
5. CONCLUSÕES.....	73
REFERÊNCIAS	76

CAPÍTULO 1. - INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do problema

Os fundamentos fixados pela Lei 8987 de 13 de fevereiro de 1995 para a exploração de concessões de serviços públicos¹ impõem às concessionárias de distribuição de energia elétrica, princípios da regularidade, eficiência, segurança, generalidade e cortesia na prestação do serviço, buscando sempre a modicidade tarifária.

Além disso, abandona definitivamente o modelo de tarifa pelo custo de serviço, adotando o modelo de tarifa pelo preço, onde a concessionária assume os riscos e se apropria dos ganhos ou sofre as perdas.

Por muitos anos o modelo de tarifa pelo custo foi aplicado no Brasil. Na essência, este modelo se baseia na taxa de retorno garantida, onde os investimentos realizados retornam gradualmente ano a ano, através da depreciação e remuneração do valor residual. Por essa filosofia a tarifa é mais alta nos primeiros anos do que na lógica econômica, invertendo-se ao longo do tempo.

A visão regulatória de investimentos se impôs ao longo da história para evitar o efeito² *Averch-Johnson*, onde a garantia de uma remuneração leva a uma sobre capacidade. Por outro lado, ao se analisar os possíveis investimentos prudentes, o regulador impõe um nível de incerteza antes inexistente. (SANTOS, 2003).

A evolução do modelo de tarifa pelo custo para a tarifa pelo preço fez com que, a princípio, a lógica de garantia de rentabilidade e valores contábeis fosse abandonadas. Bastava um processo competitivo (leilão, por exemplo) para que o preço fosse determinado, seja este associado ao ativo ou a tarifa.

Entretanto, visando evitar ganhos ou perdas significativos por longo período, este processo importaria uma revisão periódica da tarifa, o que é, na legislação brasileira, denominada revisão periódica. De forma geral, este intervalo entre as revisões é de quatro anos, período no qual o risco seria único e exclusivo do concessionário.

1 Energia, telecomunicações, transporte, água e saneamento entre outras.

2 Além do repasse dos custos, tarifa imbuída remuneração ao capital investido e em operação.

Entretanto, notadamente na experiência inglesa, foram observados grandes ganhos de produtividade nos períodos imediatamente seguintes ao processo licitatório, implicando em ganhos significativos para o investidor. (ABRADEE, 2003).

A pressão social levou, portanto, a se estabelecer um fator (FATOR X) para se repartir esses ganhos de produtividade. Tal prática é questionável, posto que todo ganho de produtividade seria repassado ao consumidor a cada início de período tarifário (após a revisão), ficando o concessionário com o ganho intermediário. (SANTOS, 2003).

Neste contexto para melhor entendimento do trabalho foi considerado que a metodologia do Fator X constitui parte fundamental do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica; que o cálculo do Fator X vem sofrendo aprimoramentos pelos agentes (reguladores e concessionários); e, finalmente que o modelo de regulamentação econômica adotado para tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil segue os preceitos da regulação *Price Cap* (preço teto) conhecido como RPI – X (*Retail Price Index minus X*) e pertence ao grupo das regulações por incentivo.

É diante desse ambiente de mudança e de alterações no quadro regulatório com reflexos imediatos para o setor elétrico brasileiro, que o presente trabalho pretende responder a seguinte pergunta de pesquisa: quais as implicações do modelo *Price-Cap* ou Fator X na performance das empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil?

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Examinar o impacto do Fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil.

1.2.2 Específicos

Dentre os objetivos secundários observados no desenvolvimento deste trabalho, buscou-se examinar o que segue:

- identificar e analisar detalhadamente os componentes do Fator X;
- analisar os aspectos legais do Fator X;
- analisar os reflexos do novo modelo de tarifas (preço teto) nas empresas de distribuição;
- analisar as dificuldades enfrentadas pelas empresas de distribuição em equiparar sua estrutura de custos ao modelo apresentado pela ANEEL em sua empresa modelo

1.3 Metodologia de trabalho

Para o desenvolvimento de um trabalho de investigação científica obter resultados esperados é necessário à aplicação de uma metodologia específica ao caso que se deseja estudar. Para elaborar um trabalho científico é necessário saber e conhecer os instrumentos que nos levarão aos resultados esperados. (CERVO e BERVIAN, 1983).

Uma metodologia é fundamental para que se possa organizar as idéias de como os fatos e fenômenos podem ser observados e tratados. Nesse sentido, deve-se considerar que é importante fazer a pergunta certa ao se buscar uma explicação convincente para o fenômeno estudado. (PORTER, 1993).

Richardson *et al* (1989) classificam a pesquisa em dois grandes métodos: o quantitativo e o qualitativo, sendo que a principal diferença entre eles está na forma como se deve abordar o problema da pesquisa. A escolha do método deve estar de acordo com o tipo de estudo que se deseja realizar.

O processo de método quantitativo pressupõe que tudo pode ser quantificável, podendo ser traduzido em números opiniões e informações para classificá-los e analisá-los. Requer o uso de recursos e de técnicas estatísticas, tais

como: porcentagem, média, moda, mediana, análise de regressão, desvio padrão, coeficiente de correlação, dentre outros.

O método qualitativo considera que existe um vínculo forte entre o mundo objetivo e a subjetividade do sujeito que não pode ser traduzida em números. No método qualitativo o uso de técnicas estatísticas pode ser dispensável, sendo o ambiente natural à fonte para coleta de dados.

As pesquisas concentradas em métodos qualitativos estão sendo utilizadas cada vez mais pelas ciências sociais. Estas são específicas e possuem metodologia própria, buscando os dados no contexto onde eles ocorrem. As investigações que utilizam a abordagem qualitativa são as que têm por objeto de estudo situações complexas e particulares. (RICHARSON *et al.*, 1989).

Cada pesquisa é sempre diferente da outra, pois cada uma possui um delineamento próprio, determinado pelo objeto de análise, pela dificuldade na obtenção de dados, pelo nível de precisão exigido e pelas limitações próprias do pesquisador. (GIL, 1989).

O presente estudo adota como técnica de pesquisa o estudo de caso simples, tendo o método qualitativo como base, onde será investigado o impacto do Fator X nas empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

O campo de investigação priorizado será o da teoria econômica das organizações abordando os fundamentos essenciais de eficiência, regulação e gestão. O período analisado está centrado nos anos seguintes ao modelo estabelecido pela Lei 8987/95 do novo modelo do setor elétrico.

Para o desenvolvimento deste trabalho foram considerados os seguintes procedimentos:

- escolha do objeto de estudo;
- local de estudo (Brasil);
- período de análise (pós regulação 1995);
- contexto e o processo de mudanças decorrente da introdução do novo modelo de setor elétrico;
- as decisões tomadas pelos agentes que atuam na regulação do setor.

Ressalta-se que os resultados deste trabalho levam em consideração as dificuldades de obtenção de dados uma vez que o assunto abordado é estratégico para as concessionárias de energia elétrica, frente ao modelo competitivo e

ambiente de clientes livres, onde a publicação de dados como projeção de crescimento de mercado e custo da energia elétrica de cada concessionária é estritamente confidencial.

1.4 Estrutura do trabalho

O presente relatório de pesquisa está organizado da seguinte forma:

- o Capítulo 1 contém a problemática do fenômeno estudado, a contextualização onde ele ocorre, os objetivos, a metodologia, a hipótese selecionada e a própria organização do estudo;
- o Capítulo 2 aborda a fundamentação teórica básica necessária a realização deste trabalho, sem a pretensão de aprofundar os temas expostos;
- o Capítulo 3, além de apresentar as informações gerais da indústria de energia elétrica, demonstra sua estrutura tarifária no Brasil;
- o Capítulo 4 apresenta os reflexos do Fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica;
- Finalmente, o Capítulo 5 trata das conclusões e recomendações. As referências bibliográficas registram as obras utilizadas como apoio à pesquisa realizada.

CAPÍTULO 2 - FUNDAMENTAÇÃO TEORICA

2.1 Fundamentos econômicos da firma

Os motivos da existência da firma, sua lógica e suas características requerem para seu entendimento uma visão abrangente que examine, pelo menos, os aspectos econômicos e financeiros, as relações com seu meio ambiente e os inter-relacionamentos entre os indivíduos que nela atuam. Ela é uma entidade essencial na economia, constituída e regulada, e, tem grande importância para o funcionamento da sociedade.

A teoria microeconômica constitui a base fundamental para o entendimento do comportamento das firmas, e, autores como Adam Smith, Alfred Marshall, Ronald Coase, Schumpeter, dentre outros, são considerados grandes contribuintes para a fundamentação teórica em torno da microeconomia com um todo. Nesse sentido esses autores serão explorados nos assuntos que cercam a teoria da firma, bem como condições de eficiência econômica para mercados monopolistas. Atualmente as empresas de distribuição de energia elétrica possuem garantia de venda para os consumidores, nesse sentido é importante uma fundamentação teórica sobre concorrência monopolística e regulação econômica, como forma de controle do estado sobre as empresas nessa situação favorável.

A fundamentação neoclássica pressupõe uma visão do homem como ser racional que maximiza o seu interesse próprio e onde os indivíduos respondem a incentivos, alterando seu comportamento se isso conduzir a um aumento de sua satisfação. Assim, essa racionalidade leva a que compradores tentem comprar o mais barato possível e tendam a diminuir seu consumo quando o preço sobe, enquanto que vendedores procurem vender com máximo lucro e a reduzir sua produção se o preço baixar. (PIMENTEL, 2001). A teoria neoclássica toma a firma como varias alternativas de produção. Nesse modelo, um gerente controla a produção comprando os insumos e vendendo produtos, sempre escolhendo o plano de produção que maximiza o bem estar dos proprietários, lucro é o reflexo do bem estar dos proprietários. (HART *apud* PIMENTEL, 1996).

De acordo com Smith (1985), o mercado só funcionaria perfeitamente se não houvessem nenhum tipo de contraposto ao livre comércio, ou seja, o estado tivesse o menor tipo de participação nos mercados, pois os impostos e intervenções comprometeriam a economia como um todo. A famosa expressão “mão invisível” significava que o governo deveria deixar o mercado se ajustar via estímulos de competição.

Ainda segundo Smith (1985) muitas empresas privadas constituíam monopólios, e esse tipo de fenômeno prejudicaria em sua visão na ação da “mão invisível” do mercado sobre a economia.

Na visão de Schumpeter (1961), o alicerce das firmas ou empresas é considerado os empresários, que atuam diretamente em inovações tecnológicas. É importante lembrar que o empresário não é o detentor dos meios de produção, e sim apenas o promovedor da inovação. Marshall (1982), desenvolve uma outra abordagem da firma, reconhecendo-a como agente capitalista, que se expande e busca o acúmulo do capital. Porém, mais do que acumular capital, ela busca acumular também conhecimento, expande suas relações internas com trabalhadores, procura novos mercados. O conhecimento e a capacidade das empresas se desenvolvem em um ambiente competitivo e inovativo, no qual a sobrevivência da firma depende da capacidade da mesma de introduzir soluções e lidar com os problemas do negócio.

Em uma economia capitalista, os indivíduos são proprietários das firmas, e são eles que controlam todo o comportamento das mesmas junto à sociedade e o mercado. (VARIAN, 1994).

2.2 A estrutura de mercados

De acordo com Pamplona (2002) o mercado é o local onde se encontram os vendedores e compradores de determinados bens e serviços. A ciência econômica classifica os mercados em 5 (cinco) formas, quais sejam:

- a) Concorrência perfeita;
- b) Monopólio;
- c) Oligopólio;

- d) Monopsônio;
- e) Concorrência monopolística.

O primeiro deles, o mercado de concorrência perfeita, é estudado somente com o intuito de funcionar como paradigma para a análise de outros tipos de mercado. Trata-se de um mercado ideal, um referencial. É caracterizado pela existência de um grande número de pequenos vendedores e compradores (mercado atomizado), de maneira que, individualmente, pouco representa no total do mercado.

Além disso, pressupõe-se que é transacionado um produto homogêneo, todas as firmas produzem bens idênticos, sem nenhuma diferenciação e há livre entrada e saída de empresas do mercado. Isto significa que qualquer empresa pode entrar ou sair do mercado quando quiser, sem sofrer restrições das demais concorrentes, tais como práticas desleais de preços e associações de produtores visando impedir a entrada de empresas novas. Existe perfeito conhecimento pelos compradores e vendedores de tudo o que ocorre no mercado, havendo total transparência quanto a inovações tecnológicas. (PAMPLONA, 2002).

Para Pindyck e Rubinfeld (1999), em uma concorrência perfeita, existem grande número de firmas produzindo bens que são substitutos perfeitos, além de garantir livre entrada e saída de firmas no longo prazo.

Ainda de acordo com Pamplona (2002), a procura e a oferta desempenham papel fundamental para a determinação dos preços e a quantidade dos produtos e serviços que serão oferecidos, que, por sua vez, fornecem informação para que os consumidores façam suas escolhas. Contudo, ao contrário do pensamento neoclássico, já ficou demonstrado o desconhecimento das condições de demanda, pela ignorância das "preferências dos consumidores" e – mais importante – pela impossibilidade de prever com um mínimo de exatidão, quais serão as reações dos concorrentes a uma alteração no preço.

Este resultado aponta de maneira eloqüente o papel secundário das condições da demanda na formação de preços em condições aproximadas ao oligopólio. A demanda terá influência sobre o nível de produção escolhido da empresa, mas este não pode reagir instantaneamente, porque as modificações na programação do volume de produção tomam tempo e despesa; assim, as variações nos estoques de produtos e pedidos acumulados atuam ao mesmo tempo como "amortecedores" dos efeitos dos desajustes da produção à demanda sem afetar a

estrutura de preços, e como mecanismo de *feedback* para orientar o planejamento da produção por intermédio da previsão do comportamento futuro da demanda.

O monopólio é aquele mercado que se caracteriza pela existência de um único vendedor. Para Varian (1994), em um monopólio a firma escolhe o preço e deixa os consumidores escolherem o quando desejam comprar a aquele preço, no monopólio natural o preço se iguala ao custo marginal.

De acordo com Pindyck e Rubinfeld (1999, p.357):

"na qualidade de único produtor de um determinado produto, o monopolista encontra-se em uma posição singular". Se o monopolista decidir elevar o preço do produto, ele não terá de se preocupar com concorrentes, que cobrando preço menor, poderiam capturar uma fatia maior do mercado as suas custas.

Para Pindyck e Rubinfeld (1999, p. 357) "para poder maximizar lucros, o monopolista deve em primeiro lugar determinar as características da demanda de mercado, bem como seus custos. O conhecimento da demanda e do custo é crucial para a tomada de decisão econômica por parte da firma"

Ainda de acordo com Pindyck e Rubinfeld (1999), o lucro é maximizado quando a receita marginal (RMg) iguala-se ao custo marginal (Cmg), se a empresa produzir quantidade menor e vender por um preço muito alto estará perdendo lucratividade e o mesmo reflexo se for totalmente ao contrario, se a empresa produzir demais e vender por um preço muito baixo estará também perdendo lucros. Novamente é importante lembrar que para a empresa monopolista a lucratividade máxima ocorre quando ela fixa seu nível de produção de tal forma que a receita marginal se iguale ao custo marginal.

Quando existir um pequeno número de vendedores onde uma parcela restrita destes domina a maior parte do mercado estará configurado um oligopólio, a exemplo da indústria automobilística e a indústria de bebidas. O poder exercido pelas grandes firmas dominantes inibe a entrada de novas empresas no oligopólio. (PAMPLONA, 2002). Uma estrutura de mercado com apenas um comprador caracteriza o monopsônio.

A concorrência monopolística pode ser considerada uma forma de concorrência impessoal, demonstrando uma diferença importante com oligopólio, o qual envolve interação estratégica. Na concorrência monopolística o poder de mercado é observado no lado da oferta. Pelo lado da demanda, existe um grande

numero de consumidores se comportando competitivamente, ou seja, tomando o preço de mercado como dado.

Para Pamplona (2002) refere-se a um mercado com grande número de produtores - portanto é um mercado concorrencial, cada um deles agindo como um monopolista de seu produto, pois há diferenciação. Assim, características tais como qualidade, marca, padrão de acabamento são importantes para a concorrência.

Dentro do segmento de energia elétrica, os mercados concorrenciais estão totalmente presentes nos setores diferenciados da indústria de energia elétrica.

Para Almeida (2002) no novo conceito econômico, o suprimento de energia das empresas de distribuição, que era considerado um monopólio com relação às suas próprias usinas ou a determinadas empresas geradoras, passa a ser realizado em um mercado competitivo, aberto a todas geradoras. A competição na geração de energia visa eliminar barreiras à entrada de novas empresas, atraindo investimentos necessários para a expansão da oferta em um regime de concorrência de preços.

Assim, com a geração de energia submetida às forças do mercado, espera-se benefícios para sociedade, como acontece na maioria das atividades econômicas. O monopólio natural fica agora restrito às atividades de transmissão e distribuição, onde a competição não traria benefícios econômicos. No entanto, a utilização das respectivas redes elétricas não é mais de uso exclusivo dos seus proprietários, e todas as empresas geradoras têm livre acesso a essas redes para transporte da energia que geram.

De acordo com Almeida (2002) para a comercialização da energia, atividade anteriormente considerada monopólio das empresas distribuidoras, foi adotado, também, um novo conceito que segmentou o mercado em consumidores livres e cativos. Os primeiros, em função do maior consumo de energia, têm condições de negociar livremente seu fornecimento e para atender a esses consumidores, surgem as empresas de comercialização que atuam de forma competitiva. Essas empresas compram energia dos geradores e contratam seu transporte com as empresas de transmissão e distribuição. Para o segmento dos consumidores cativos, de menor consumo, a comercialização continua sendo prestada pelas empresas de distribuição/comercialização, de forma regulada pelo Estado.

Ainda segundo Almeida (2002), a competição na geração poderia ficar enfraquecida, caso as empresas de distribuição/comercialização comprassem energia de geradoras a elas associadas para vendê-la a seus consumidores cativos.

Para garantir espaço nesse mercado para as empresas geradoras sem ligações com distribuidoras, foi estabelecido um limite para autocontratação de energia pelas empresas de distribuição associadas a geradoras.

O fato de setores regulados e competitivos coexistirem é um dos principais desafios para o bom funcionamento desses novos conceitos de negócios. De um lado, as atividades de transmissão e distribuição/comercialização para consumidores cativos, realizadas em regime de monopólio, permanecem como serviço público tarifado e com equilíbrio econômico e financeiro garantido pelo Estado. Do outro, a geração e a comercialização para consumidores livres tornam-se atividades competitivas, realizadas por conta e risco dessas empresas. (ALMEIDA, 2002).

O estado tem papel fundamental nesse contexto da competição e concorrência do mercado de energia elétrica, pois é ele que estabelece as regras para esse jogo de competição, buscando a otimização do mesmo. A atividade de regulação é importante, pois freia o poder de monopólio das empresas e estimula a entrada de novas ao mercado, refletindo positivamente no lado do consumidor.

2.3 Regulação econômica dos mercados

De acordo com Santana (1999, p.59), “a regulamentação pode ser definida como um conjunto de leis que se originam do governo e afetam o funcionamento dos mercados, interferindo na eficiência interna e alocativa de empresas e indústrias”.

A competição é claramente a melhor maneira de produzir indústrias dinâmicas e inovadoras, capazes de atender as necessidades dos consumidores e competir em mercados globalizados. Entretanto, em alguns casos, faz-se necessário corrigir falhas de mercado, e a regulação econômica apresenta-se como a melhor maneira de servir a interesses públicos mais amplos. Nessas situações, devem ser propostas regras para melhorar, e não substituir, o livre funcionamento dos mercados em ambientes competitivos.

Com isso, a regulação procura simular os efeitos da concorrência, visando promover e incentivar a prestação dos serviços públicos de qualidade a custos cada vez menores em virtude de avanços de produtividade, que serão refletidos em tarifas cada vez menores para os consumidores.

De acordo com Capeletto (2004), a regulação econômica pode ser considerada uma espécie de mal necessário para reduzir o poder dos monopólios, que, do contrário, imporiam sua vontade ao consumidor indefeso, há que se refletir sobre qual modalidade de regulação econômica é a mais adequada. Em princípio, deve-se buscar simular o melhor possível a situação ideal de um mercado de concorrência perfeita. Ao contrário do que muitos pensam, a concorrência nos serviços públicos, em geral com características de monopólio natural, não surge por geração espontânea; é uma imposição de profundas revoluções tecnológicas, da pressão de consumidores que impõe modernização no papel do Estado. Portanto, alguns pontos de concorrência, como a geração de energia elétrica e sua comercialização, a possibilidade do livre acesso dos geradores às redes de transmissão e a espetacular idéia do consumidor livre de energia são muito claramente avanços forçados pelo Estado.

Ainda de acordo com Capeletto (2004), nos serviços públicos tem-se duas tarifas distintas, uma regulada (nos segmentos com características de monopólio) determinada pelos órgãos reguladores e, a outra, livre, estabelecida pela concorrência entre operadores.

De acordo com Fiani (2001), a regulação econômica é definida como a ação do estado que tem como finalidade a limitação dos graus de liberdade que os agentes econômicos possuem no seu processo de tomada de decisões.

A regulação pode assumir diferentes aspectos. A regulação econômica constitui um conjunto de medidas baseadas em custos para controlar monopólio tarifário e para implementação da concorrência. A regulação de acesso garante o acesso não discriminatório das facilidades essenciais ou de rede de infra-estrutura. A regulação técnica estabelece padrões que assegurem compatibilidade técnica de produtos ou componentes tecnológicos, em tutela do meio ambiente, privacidade dos indivíduos e segurança. Ao atuar como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado não é livre. A noção de limites deflui do quadro constitucional e legal. A não observância dos limites, mediante excesso ou omissão da atividade reguladora e fiscalizadora do poder público, poderá causar danos à empresa concessionária e aos usuários, destinatários distintos da regulação. (Comissão Organizadora e Supervisão Temática).

Os incentivos à eficiência (marcos regulatórios) aplicam-se a todos os prestadores de serviços. Neste caso, existem três mecanismos de regulação:

- a) Regulação de mercado: que diz respeito à estrutura do mercado, o tamanho do mercado, sua integração ou desintegração horizontal ou vertical, restrições a oligopólios, barreiras à entrada e saída do mercado;
- b) Regulação de preços: que diz respeito ao regime de formação de custos; regime de tarifação, estrutura e níveis tarifários; remuneração do capital investido; incentivos ao aumento de produtividade; destino dos ganhos de eficiência;
- c) Regulação da qualidade: diz respeito à qualidade dos produtos e dos serviços gerados, à proteção aos usuários em aspectos como corte de suprimento, informações e compensações. (SABINO e CARONI, 2004).

2.4 Instrumentos de regulação econômica e formas de regulação dos preços

O Brasil vivenciou nos anos noventa importantes mudanças no padrão de intervenção do Estado na economia. As privatizações, dos serviços de utilidade pública, tornaram necessário um novo arranjo institucional para que a oferta desses serviços pudesse ocorrer de modo eficiente. É nesse novo arranjo institucional que se destaca a política de regulação.

Para as atividades econômicas a regulação é necessária para amenizar diferentes tipos de falhas na operação dos mercados. Externalidades, poder de mercado e informação assimétrica são tipo de falhas que ocorrem nos mercados. (SANTANA, 1999).

As externalidades ocorrem quando o bem estar de um agente econômico (empresas ou consumidores) é diretamente afetado pelas ações de terceiros. Outra causa para a existência de regulamentações esta nas ineficiências derivadas do poder de mercado das firmas. Por exemplo, firmas com posição dominante se sentem incentivadas a cobrar preços bastante superiores aos custos marginais associados à oferta. (SANTANA, 1999, p.59).

O poder de mercado permite ao ofertante elevar o nível de preço do seu produto sem que ocorra queda significativa na demanda. Isso se torna evidente no caso dos serviços de utilidade pública, que se caracterizam por elevados custos de investimento; pela presença de ativos específicos, custos irrecuperáveis e economias de escala; e pela demanda tipicamente pouco sensível a variações de preço (baixa elasticidade-preço da demanda) – aspectos que possibilitam a existência de monopólios naturais. Assim, cabe ao agente regulador adotar mecanismos para que a economia opere o mais próximo possível do nível máximo de bem-estar, de forma a garantir a viabilidade econômica do empreendimento (eficiências produtiva e alocativa) e, ao mesmo tempo, proteger o consumidor de aumentos abusivos de preço (eficiência distributiva). (COUTINHO, 2004).

O instrumento de regulação não pode ser considerado como simples, pode-se citar algumas restrições no ambiente regulatório como:

Restrições informacionais	A existência de informação assimétrica ou imperfeita causa falhas de mercado e reduz o nível de bem-estar econômico. Geralmente há informações entre a firma e o agente regulador: a primeira detém informações muito mais precisas sobre a demanda e sobre seus custos de produção do que o agente regulador.
Restrições de contrato	Os contratos geralmente são limitados. Ou seja, há sempre situações e questões que deixam de constar nos contratos e podem vir a gerar resultados percebidos como prejuízos para uma das partes. Assim, é importante a regulação e monitoração da empresa.

Quadro 1 – Restrições no Ambiente Regulatório

Fonte: Tendência (2004).

Portanto, o mecanismo de regulação deve adotar diferentes formas, a depender das informações disponíveis, do ambiente institucional e das especificidades do setor em questão. As agências reguladoras vêm acumulando experiências ao longo do tempo, possibilitando a construção de mecanismos de regulação mais eficientes. A seguir são apresentadas algumas formas de regulação.

2.5 Modelos de regulação econômica

2.5.1 A regulação por incentivos

A regulação por Incentivos funciona com modelo do tipo agente-regulador. O regulador detém a função objetivo de garantir o bem estar social. O “agente” é a firma.

Laffont e Tirole (1993) constroem vários modelos de regulação sob diferentes hipóteses (informação assimétrica, firmas multiproduto etc.), em que o principal (regulador) deve maximizar a função de utilidade social e o agente (firma) deve maximizar o ponto ótimo (maximizar os fatores de produção). O “principal” maximiza a utilidade esperada escolhendo a forma ótima de combinar as eficiências produtivas, alocativa e distributiva (máxima produção ao menor preço) com adequada transferência de renda (rentabilidade) à firma (Tendências Consultoria).

De acordo com Oliveira (2004) o modelo de regulação por incentivos tem por objetivo implementar regras que induzam a firma regulada a atingir metas. Portanto, é dado à firma um poder discricionário limitado.

Ainda para Oliveira (2004) isso pode ser resumido da seguinte forma: se fosse possível ao regulador deter informações sobre as características do mercado tão boas (ou melhores) que as da firma regulada, haveria condições de a regulação conduzir as firmas ao resultado ótimo social. Porém, a firma tem mais informações que o regulador. Dessa forma, para que o nível de bem-estar econômico aumente, é preciso que o regulador consiga sinalizar, com incentivos corretos, qual deve ser a conduta da empresa. Neste sentido, cabe ao regulador o papel de normalizar, construindo um mecanismo de monitoramento e também impondo punições caso a firma regulada não aja de forma adequada.

2.5.2 Regulação por preço teto

Diante da possível distorção alocativa gerada pelo esquema de regulação por taxa de serviço (efeito A-J), uma alternativa de regulação é o limite de preços. O

price cap consiste em estabelecer um limite superior para a indústria regulada aumentar seus preços. O teto do reajuste é estabelecido como sendo um índice geral de preços menos um valor X, que corresponde ao aumento de produtividade (ANEEL, AP023/2002, 2004). Para Queiroz e Fiani (1999) como vantagens desse sistema com relação à regulação por taxa de retorno pode-se destacar as seguintes:

- Como a redução de custos é apropriada pelas empresas, espera-se que o *price cap* estimule a eficiência produtiva e alocativa e promova a inovação. No esquema de custo de serviço, a taxa de retorno é fixa e, assim, os incentivos à redução de custos mostram-se pouco eficazes;
- O custo do aparato da regulação econômica é mais baixo, pois requer apenas o cálculo de índices de preços, dispensando o levantamento de dados contábeis a respeito da empresa regulada; e
- Há menor risco de manipulação pela empresa regulada, ou seja, o regulador fica menos sujeito ao “risco de captura”.

O principal problema apontado no esquema *price cap* diz respeito à calibragem dos investimentos. Uma forma de aumentar a taxa de lucro quando há um teto de receita é reduzir a base de capital sobre a qual esta taxa é calculada. Portanto, o *price cap* pode conduzir ao sub-investimento, com efeitos negativos sobre a qualidade dos serviços prestados e sobre os estímulos à inovação. Para evitar isso, a agência reguladora tem que controlar as decisões de investimento da regulada. Além disso, o cálculo do valor de X depende de uma série de informações – taxa de retorno, valor dos ativos e dos investimentos, custo de operação e manutenção etc. –, reintroduzindo (ainda que de forma mitigada) o problema da assimetria de informações e boa parte dos problemas que podem ocorrer quando se utiliza o sistema de RCS. (QUEIROZ e FIANI, 1999).

2.5.3 Regulação por preço teto aperfeiçoada por comparação (*Yardstick Regulation*)

Para Pires e Piccini (1998) diante da dificuldade de se conseguir todas as informações necessárias para a determinação do valor de X, uma alternativa é a regulação por comparação (*benchmarking* ou *yardstick regulation*). Neste esquema, adota-se uma empresa modelo cujos custos são estimados com base nos custos

médios de outra(s) empresa(s) considerada(s) eficiente(s), de características estruturais similares e atuantes no mesmo mercado. Isso possibilita estimar os ganhos de produtividade desejáveis para o setor, de forma que as empresas reguladas seriam levadas a adotar padrões semelhantes aos da “*empresa modelo*” dentro de um determinado período de tempo. Com isso, as dificuldades de informação para a correta determinação do valor de X seriam sanadas pelo conhecimento dos parâmetros da empresa de referência, utilizados como meta de eficiência.

Ainda para Pires e Piccini (1998) a regulação por comparação propõe, assim, uma alternativa ao problema da informação assimétrica entre a firma regulada e o agente regulador. Em qualquer circunstância, o Fator X, com ou sem a “*empresa modelo*”, tende a estimular a concorrência por inovações e ganhos de produtividade, pois as empresas que conseguirem reduzir seus níveis de custo e despesa aquém dos padrões regulados são recompensadas por ganhos adicionais temporários, enquanto as que não o fazem são punidas.

2.5.4 Regulação por custo de serviço (RCS) ou por taxa de retorno

Pela regulação por custo de serviço, a firma pode escolher os níveis de preço, de produção e de utilização de insumos desde que os lucros não excedam o nível considerado justo, adequado para o prosseguimento de suas atividades. Os principais problemas da regulação por custo de serviço (ou regulação por taxa de retorno) são os relacionados ao cálculo do capital da empresa regulada, onde o órgão regulador apenas pode admitir os ativos úteis e utilizados. Além disso, a taxa de retorno adequada a empresa não é conhecida, devido a falta de informações contábeis e é necessário conhecer precisamente a demanda, a fim de evitar desequilíbrios entre receitas e custos. (COUTINHO, 2003).

De acordo com os Coutinho o principal problema do esquema RCS é conhecido na literatura como o Efeito *Averch-Johnson* (A-J). A agência reguladora, ao estabelecer a taxa de retorno adequada para a operação da firma regulada, que irá servir de base para o cálculo das tarifas, tende a estabelecer essa taxa de retorno acima do valor de mercado. Se estabelecesse abaixo, a firma regulada se recusaria a operar, por não obter o custo de oportunidade do capital investido. Com uma alta

taxa de retorno, o capital para a empresa regulada pode se tornar mais barato do que ele efetivamente é. Assim, poderá haver um emprego excessivo de capital (pois o capital é “subsidiado”). Ou seja, pode haver uma alocação ineficiente de recursos. Por outro lado, o Efeito *Averch-Johnson* pode apresentar um lado positivo de incentivar inovações tecnológicas³.

Já as principais vantagens da regulação por taxa de retorno estão em assegurar uma oferta adequada de bens e serviços, reduzindo a divergência entre o que é pago pelos consumidores e o custo efetivo de produção. Porém, a firma regulada pode ter poucos incentivos para reduzir os custos de produção e/ou ofertar melhores bens e serviços.

2.5.5 Divisão dos Lucros (*profit sharing*)

Mais do que um modelo de regulação tarifária, a divisão dos lucros (ou, como preferem alguns autores, dos ganhos de produtividade) é um instrumento de dividir lucros excedentes entre a empresa e os usuários, decorrentes de um aumento na eficiência produtiva superior ao esperado quando do estabelecimento da tarifa inicial. Essa alternativa pode ser adotada tanto no regime tarifário regulado por limite de preços, quanto em um que utilize taxa de retorno. Na medida em que o serviço é de utilidade pública e monopólica, os consumidores são cativos (não têm alternativas de provisão dos serviços ou produtos substitutos), e existe uma demanda constante e mínima, nos parece ser esse modelo uma alternativa justa, com efeitos distributivos positivos. O bem estar (benefício) de usuários e empresas é, neste caso, menos dependente de decisões do regulador. (ABICALIL, 2000).

2.5.6 Revenue Cap

Semelhante ao *Price Cap*, porem nesse modelo o agente regulador define a receita como teto. Pode aparecer sob duas maneiras: receita teto em termos absolutos ou receita teto por consumidor. Com as receitas fixadas, os lucros

³ Kupfer, D. & Hasenclever, Lia (org). “Economia Industrial – Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil”. Editora Campus. 2002.

somente aumentarão em decorrência de um melhor controle e corte nos custos e não por aumento de consumo.

Ao invés de limitar a tarifa (*price cap*) limita a receita total da empresa regulada, sendo uma alternativa adotada, geralmente, nos casos onde predominem fortemente os custos fixos e onde ocorram incertezas com relação ao comportamento da demanda. Neste caso, os riscos assumidos por uma empresa podem ser elevados se o consumo cai consideravelmente. Uma empresa de saneamento regulada por limite de preços poderia ver seus custos caírem em proporção muito inferior à receita.

A aplicação do regime tarifário limite de receita protegeria a empresa desse risco. De outro lado, esse regime pode também proteger o usuário de uma taxa de retorno excessiva auferida pela empresa. Se a demanda é incerta, e a taxa de retorno está prevista, a empresa pode aumentar suas vendas em proporção superior ao esperado, ganhando um retorno em excesso. Com o limite de receitas, esse risco é consideravelmente reduzido, além de, adicionalmente, estimular o uso racional da água pela empresa e, por conseguinte, pelos usuários.

Esse modelo estimula a empresa a aumentar suas vendas e o número de ligações por um dado investimento. Se, por outro lado, houve uma subestimativa do incremento de ligações, o limite de receitas pode corrigir essa falha, evitando ganhos adicionais superiores aos previstos. Entretanto, se a empresa atua em uma concessão onde seja importante a redução de perdas, esse regime não é o mais adequado, pois não traz incentivo direto ao aumento da eficiência produtiva. O regime tarifário adotado pelo setor elétrico brasileiro inclui o limite de receita no cálculo dos reajustes de preços. (ABICALIL, 2000).

2.5.7 Limite de preço parcial

Este modelo, muito utilizado nas concessões francesas, permite que os preços reflitam os movimentos dos custos aplicados ao setor, mas permitindo que apenas uma parte desses custos seja repassada às empresas (geralmente 85%). Isso estimula as empresas a ganhar eficiência, mas não permite a comparação de desempenho, não considera diferenças tecnológicas ou no ambiente operacional,

além de induzir os concessionários a ter uma base tarifária mais alta para compensar a indexação. (ABICALIL, 2000).

2.5.8 Modelos híbridos

De acordo com Abicalil (2000), os modelos híbridos combinam diferentes sistemas de regulação tarifária, são comuns onde o regime tarifário inclui algumas misturas, como, por exemplo, limite de preços com a presença de preços passados diretos aos usuários, limite de receita com preços passados direto, ou mistura entre estes e taxa de retorno.

Geralmente os sistemas de regulação tarifária mais modernos se constituem em modelos híbridos. Um exemplo é o regime tarifário adotado pelo setor elétrico brasileiro, onde se adotam referenciais tarifários como os custos marginais de longo prazo, limite de receita, e limite de preços. Por exemplo, se um sistema apresenta características de possíveis ganhos de produtividades decorrentes de eficiência produtiva, mas exigem elevados investimentos em expansão, com bom nível de conhecimento dos custos envolvidos, pode ser uma boa alternativa a adoção de um modelo tarifário que combine limite de preços, aplicado aos custos operacionais, e taxa de retorno, aplicado aos custos de capital.

2.5.9 Fator X⁴

Em 1983, o professor *Stephenn Littlechild*, propôs um novo modelo para a regulação tarifária da *British Telecom*, no qual os principais preços não poderiam aumentar em mais que RPI-X%, sendo o RPI o índice de preços no varejo e X o redutor real dos preços. O RPI-X% era aplicado sobre uma cesta ponderada de serviços no qual os pesos eram calculados de acordo com a participação das receitas dos vários produtos do ano anterior.

Este novo modelo, conhecido como *price-cap* buscava evitar os problemas ocorridos na regulação das tarifas no Estados Unidos, usando o mecanismo

⁴ Mais detalhes no item 3.9 desta pesquisa.

baseado na taxa de retorno (também conhecido como tarifa baseada no custo de serviços). (ANEEL, AP 023/2002, 2004).

O mecanismo *price-cap* (Fator X) conhecido como RPI-X foi inicialmente utilizado em um serviço de utilidade pública em 1984 quando *Stephenn Littlechild* o escolheu dentre outros para regularização da *British Telecom* que fora privatizada em 1983, na Inglaterra, por ser o que melhor se ajustava entre os critérios que ele julgava importante. Esses critérios eram a proteção contra o monopólio, o encorajamento da eficiência e inovação, a minimização da carga da regulação e a promoção da competição.

O Fator X é o grande responsável pelo alto poder de incentivo a eficiência da firma, uma vez que para a mesma obter um aumento no seu lucro ela deve ter um ganho de produtividade superior a este. O regulador deve ter, então, muito cuidado quando concluir a definição do Fator X, pois se ele for muito alto pode inviabilizar os negócios da empresa, e se for baixo demais, pode garantir lucros extraordinários a empresa, fazendo que o preço caminhe para o preço de monopólio.

Existem três características importantes que os reguladores devem observar quando definirem o Fator X:

- a) a necessidade da concessionária no sentido de autofinanciar suas operações;
- b) a dinâmica tecnológica do setor industrial, que para setores com maior dinamismo tecnológico contam com maiores fatores; e,
- c) defesa dos interesses do consumidores, para evitar assim a prática abusiva de preços. (PIRES e PICCINI, 1998).

2.6 Conceitos econômicos referentes a custos

Na nova economia, o conhecimento sobre a estrutura de custos de uma firma é de vital importância para sua sobrevivência. O presente trabalho analisa os reflexos do Fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica, e, é de suma importância ter conhecimento dos conceitos de custos como um todo, porque eles estão intimamente relacionados à obtenção do valor do Fator X.

A estrutura de custos das concessionárias é totalmente influenciada e influencia o valor do Fator X e por isso é importante ter se conhecido alguns conceitos fundamentais de custos.

Segundo Sá (1995) os custos são tudo o que se investe para conseguir um produto, um serviço ou uma utilidade. Para Leone (1997) custos referem-se ao valor dos fatores de produção consumidos por uma firma para produzir ou distribuir produtos ou serviços.

Dentro do processo de obtenção do Fator X, é necessário ter sabido alguns custos referentes às concessionárias, como os custos de operação e manutenção, custos de gestão pessoal, custos de administração, depreciação e impostos.

Os custos de operação e manutenção foram projetados sobre a base do *driver*⁵ da quantidade de empregados, que foram estimados considerando a evolução da quantidade de clientes, assumindo um rateio de produtividade no ano em que surge uma empresa de referencia para comparações a real. (Audiência Publica 009/2003/Aneel).

Os custos de gestão comercial seriam calculados sobre a base da evolução prevista da quantidade de empregados, que foi estimada considerando o crescimento da quantidade de clientes, assumindo o rateio de produtividade que surge da empresa de referencia também. Já os custos de administração, são semelhantes apenas usando os mesmos da empresa de referencia. (Audiência Publica 009/2003/Aneel)

Estes custos são avaliados a fim de formar embasamento para a obtenção do Fator X como método de regulação para as empresas de distribuição de energia elétrica.

⁵ Direccionador de custos: ver modelo ABC.

CAPÍTULO 3 - ESTRUTURA TARIFARIA NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

3.1 Informações gerais sobre a indústria de energia elétrica

A energia elétrica pode ser considerada uma das variáveis propulsoras das atividades dos homens no mundo. Está presente em todas as atividades da sociedade, não se concebendo a realização de qualquer atividade sem a sua existência. Existem vários tipos de energia, como, por exemplo, a eletromagnética, mecânica, solar, química, dentre outras.

Pode-se subdividir as maneiras de gerar energia elétrica em dois grupos que se utilizam materiais diversos: as fontes renováveis (água, sol, vento etc.) e as não renováveis (os famosos combustíveis fósseis). No Brasil, a natureza privilegiada acabou nos levando a incentivar a opção hidroelétrica, devido às condições continentais e o grande número de rios, capazes de gerar energia em grande escala. Nestes casos, as barragens represam a água que gira as turbinas ligadas a um eixo gerador. (ONS, 2004).

A energia térmica também é uma forma bastante comum no Brasil para a produção de energia térmica. O Brasil começa a movimentar o mercado de energia no sentido de estimular a construção de um número cada vez maior de térmicas.

A energia que é produzida tanto pelas hidrelétricas como pelas térmicas chega às subestações através dos transformadores, que elevam o nível de tensão (via voltagem e tensão elétrica). A partir daí, a eletricidade percorre as linhas de distribuição — aéreas ou subterrâneas — até as cercanias da região onde será consumida pela população. Mas, antes de chegar às residenciais e comércio, a energia elétrica é transformada novamente e adequada aos padrões de consumo local.

3.2 Características da indústria de energia elétrica

No final da década de 70, os países industrializados começaram a moldar a base da reforma do setor elétrico. A estrutura da produção, organizada de uma forma verticalizada, assim como a atividade pública monopolista, sofreram enormes críticas, deixando transparecer uma característica interessante, uma vez que, atualmente, as empresas estão novamente assumindo uma organização integrada. A entrada de novos participantes, possibilitada pelas inovações tecnológicas e as crescentes pressões competitivas, introduzem no âmago da indústria de energia elétrica, atividades concorrenciais e não concorrenciais. (PIRES, 1999).

As mudanças estruturais na indústria de energia elétrica criaram condições para as empresas promoverem uma profunda revisão nas suas estratégias tradicionais, sendo possível, para cada uma delas, soluções específicas diversas.

No Brasil, as mudanças institucionais ocorridas na indústria elétrica são profundas e estão em processo de aperfeiçoamento, cabendo destacar as modificações observadas na política energética, gerência dos negócios e o surgimento das pressões competitivas, passando a exigir das empresas uma nova postura no tocante aos critérios adotados em sua administração econômico-financeira, bem como o foco nos aspectos relacionados com a competitividade.

Pode-se perceber que esse novo cenário é consequência da abertura das redes a novos operadores, surgindo às pressões competitivas como principal motor no sentido da revisão das sistemáticas de gestão e operação, de forma a proteger os respectivos mercados da ação dos concorrentes. Dessa forma, a competitividade passa a ocupar posição primordial no planejamento estratégico das empresas elétricas.

Dentro do mercado de eletricidade, logo após o encerramento das etapas de aberturas de redes, ocorrem algumas mudanças no comportamento das empresas, e, nesse sentido, dois fatores devem ser destacados. O primeiro é a redução na taxa de crescimento da demanda; o segundo, o processo de transformações estruturais, decorrente da desregulamentação das indústrias de infra-estrutura que abre possibilidades alternativas de negócio.

Com a abertura das redes, a expansão do mercado, via compra de ativos, cresce de forma exorbitante, pois o comprador adquire uma posição vantajosa por

usufruir da capacidade interna da empresa. Nesse sentido, deve-se direcionar a análise para o segmento de distribuição, pois elas dispõem de margens consideráveis de comercialização. Esse setor está sendo responsável pelas alterações que se processam na estrutura acionária da indústria elétrica brasileira, cujo controle acionário passa à iniciativa privada.

As empresas que integram a indústria elétrica têm procurado equalizar a expansão de suas atividades externas, procurando diversificar suas atividades e verticalizar alguns segmentos com objetivo de reduzir os custos, o que permite aumentar a sua eficiência econômica.

3.3 O mercado de distribuição de energia elétrica do Brasil

A atividade de distribuição tem suas instalações compostas de linhas, redes, subestações e demais equipamentos associados, em tensões inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior, quando definidas pela ANEEL.

A distribuidora, por força de lei, é obrigada a garantir livre acesso às suas instalações, aos demais agentes do setor elétrico que desejarem realizar operações de compra e venda de energia, cobrando dos usuários um encargo pelo uso do sistema. A base de cálculo a tarifa de uso do sistema de distribuição calculada segundo metodologia aprovada pela ANEEL.

O mercado de distribuição de energia elétrica é composto por 64 concessionárias, privado e estatal, que fornecem serviços públicos a todo o território nacional. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estadual e municipal. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais em mais de 99% dos municípios brasileiros. (ANEEL, 2004). A Tabela 1 a seguir permite visualizar os principais dados do mercado de distribuição:

Tabela 1 – Dados sobre o mercado de distribuição de energia elétrica do Brasil

Empresas	Número de Consumidores dez/2003	Consumo em GWh ano de 2003	Área de Concessão Dez/2003	
	Total	Total	km2	Nº Muni.
AESSUL	994.597	6.939	99.267	123
BANDEIRANTE	1.243.331	9.592	9.644	28
BOA VISTA	59.647	306	5.712	1
CAIUÁ	180.562	768	9.149	24
CATAGUAZES	297.960	962	16.358	66
CEAL	635.940	1.957	27.933	102
CEB	659.439	3.587	5.789	1
CEEE	1.282.035	6.172	76.009	72
CELESC	1.886.659	13.460	88.094	258
CELG	1.795.058	6.972	337.008	237
CELPA	1.183.351	4.181	1.247.703	143
CELPE	2.137.018	7.549	102.745	186
CELTINS	281.522	794	278.420	139
CEMAR	1.116.360	2.517	333.366	217
CEMAT	706.456	3.665	906.807	138
CEMIG	5.744.178	32.618	567.740	774
CEPISA	664.066	1.457	252.379	223
CER	20.183	48	219.404	14
CERJ	1.925.247	7.097	31.741	66
CERON	345.851	1.276	238.513	52
CHESP	25.480	64	3.405	9
COELBA	3.338.898	9.403	563.374	415
COELCE	2.108.579	5.970	146.348	184
COPEL	3.095.487	17.430	194.854	393
COSERN	789.339	2.944	53.307	167
CPEE	44.245	255	2.589	7
CPFL	3.027.971	18.869	90.440	234
DME - P.CALDAS	54.180	276	534	1
ELEKTRO	1.819.599	10.260	120.884	228
ELETROACRE	125.279	378	153.150	24
ELETROCAR	29.342	142	2.532	6
ELETROPAULO	5.060.403	32.809	4.526	24
ENERGIPE	434.281	1.853	17.419	63
ENERSUL	613.829	2.782	329.270	72
ESCELSA	968.151	5.419	41.372	70
IGUAÇÚ	23.510	125	973	11
LIGHT	3.369.361	18.394	10.970	31
PANAMBI	12.021	64	900	2
PIRATININGA	1.151.768	10.364	6.785	27
RGE	1.052.275	6.086	90.718	254
SAELPA	831.609	2.269	54.055	217
SANTA MARIA	63.824	274	4.994	11
SULGIPE	85.414	184	6.324	14
URUSSANGA	3912	51	237	1
ABRADEE	51.468.213	258.583	6.753.741	5.329
BRASIL	53.078.787	290.664	8.514.215	5.561

Fonte: ABRADDEE (2004).

3.4 Aspectos gerais das tarifas no mercado de eletricidade brasileiro

A tarifa de energia elétrica no Brasil era calculada pelo custo do serviço prestado e com uma remuneração garantida, conforme definido no decreto nº 41.019/1957. Com o advento da Lei nº 8.631/1993⁶, extinguiu-se a remuneração garantida e trouxe a necessidade de uma remuneração justa para os concessionários de serviço público de energia elétrica, mantendo, no entanto, a tarifa pelo custo.

Com a fixação da Lei nº 8987/1995, ficou estabelecido que a tarifas do serviço público concedido seria fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação, preservada pelas regras de revisão prevista na lei, edital e no próprio contrato de concessão. Essas tarifas, fixadas pelo preço da proposta vencedora da licitação, não estavam subordinadas a legislação específica anterior. Dessa forma, a tarifa deixou de ser calculada pelo custo, passando o consumidor final a pagar tarifas baseadas no serviço pelo preço.

O conceito de serviço pelo preço, por força do disposto no art. 15 da lei nº 9427/1996, também, foi extensivo às concessões outorgadas anteriormente à Lei nº 8987/1995, sendo que, nesse caso, as tarifas foram fixadas no contrato que prorrogou a concessão existente, nas hipóteses admitidas na Lei nº 9074/1995.

Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de se manter o equilíbrio econômico-financeiro, conforme o disposto no § 2º, do art. 9º da lei nº 8987/1995. Nos contratos de concessão de serviço público de transmissão não consta cláusula de revisão tarifária.

É importante ressaltar o disposto no art. 58 da Lei nº 8666/1993, que trata do regime jurídico dos contratos administrativos, que confere a administração pública, em relação a estes contratos, a prerrogativa de modificá-los unilateralmente, para melhor adequação as finalidades de interesse público. As cláusulas econômico-financeiras dos contratos deverão ser revistas para que se mantenha o equilíbrio contratual, isto é, para que se mantenha o equilíbrio econômico financeiro. Assim, os contratos de revisão tarifária poderão ser modificados.

A Lei nº 9427/1996 que instituiu a Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, também disciplinou o regime econômico financeiro das concessões de

⁶ Toda a legislação referente ao setor elétrico brasileiro esta disponível em www.mme.gov.br.

serviços públicos de energia elétrica, tendo a ANEEL providenciado a regularização de todas as concessões mediante a assinatura dos contratos de concessões que, como não poderia deixar de ser, garante o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, permitindo uma remuneração justa às concessionárias.

Atualmente, a ANEEL vem dando início a uma nova metodologia denominada de “empresa modelo”, para fins de revisão tarifária ordinária. Entende-se que essa metodologia poderá vir a ter sucesso no Brasil. O equilíbrio econômico-financeiro da concessão deverá ser sempre mantido. Portanto, inicialmente, será comentado a respeito do equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

3.5 O equilíbrio econômico e financeiro da concessão

O equilíbrio econômico-financeiro do contrato administrativo como a relação estabelecida, inicialmente pelas partes, entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração do objeto do ajuste. Essa relação encargo-remuneração deve ser mantida durante toda a execução do contrato, a fim de que o contratado não venha a sofrer a indevida redução nos lucros normais do empreendimento.

Assim, ao usar do ser direito de alterar unilateralmente as cláusulas regulamentares do contrato administrativo, a administração não pode violar o direito do contratado de ver mantido a equação financeira originariamente estabelecida, cabendo-lhe operar os necessários reajustes econômicos para o restabelecimento do equilíbrio financeiro. Trata-se de doutrina universalmente consagrada, hoje extensiva a todos os contratos administrativos. (MEIRELES, 1990).

O mecanismo de revisão das tarifas de energia elétrica para fins de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro está disposto no §2º, art. 9º da Lei 8987/1995. Nesse mesmo artigo, há um dispositivo de garantia de revisão para o caso de aumento a carga tributária, que foi transcrito, pelo órgão regulador, nos contratos de concessão de serviço público de energia elétrica, nos seguintes termos: “Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado

seu impacto, implicara a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso” (art.9º da lei 8987/1995).

Por isso, por ocasião do reposicionamento tarifário, a preocupação do órgão regulador será sempre a de estabelecer níveis tarifários capazes de corrigir ou de preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, neste caso, o equilíbrio esta associado ao nível tarifário e as regras de reajuste a revisão tarifaria.

Dessa forma, o nível tarifário deve proporcionar à concessionária a obtenção de receita capaz de cobrir os custos e a remuneração dos investimentos realizados. A correção é necessária quando existe excesso ou falta de receita para o equilíbrio; e a preservação, quando já existe equilíbrio.

3.6 Tarifas no contrato de concessão de serviço público de energia elétrica

Para que seja mantido o equilíbrio econômico financeiro, os contratos de concessão das distribuidoras especificam três mecanismos de atualização tarifaria: reajuste anual, revisão periódica e revisão extraordinária.

As revisões são feitas ordinariamente a cada cinco anos (revisões periódicas) e tem por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Já as revisões extraordinárias podem ser solicitadas nos períodos de reajuste, sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Nos contratos assinados pela ANEEL com as distribuidoras de energia elétrica esta previsto o uso de um fator de correção (Fator X) do reajuste tarifário, cujo principal objetivo é induzir a concessionária a explorar as oportunidades de melhoria da eficiência econômica de sua concessão. Esse fator atua também como instrumento de repartição dos ganhos de eficiência da concessionária com seus consumidores. (ANEEL, 2004).

Os reajustes anuais são realizados através do índice de reajuste tarifário–IRT determinado através de formula paramétrica. O objetivo do IRT é repor, no momento do reajuste anual, o poder de compra da tarifa. O reajuste atua separadamente e de forma distinta sobre as parcelas da receita: uma relacionada ao conjunto dos custos

não gerenciados pelo concessionário denominado de “VPA” e a outra, complementar aquela, relacionada aos custos gerenciáveis pelo concessionário, denominado “VPB”.

Dessa forma, nas datas de aplicação dos reajustes contratuais, os aumentos de custos não gerenciáveis, definidos no contrato de concessão, são repassadas as tarifas, enquanto que a parcela de custos gerenciáveis recebe a correção pelo índice de inflação eleito, no caso, o IGP-M, deduzido do fator “x”, estabelecido pelo órgão regulador. No entendimento do órgão regulador, tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela “B” da receita) ao longo do período anterior a revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital. Portanto, a remuneração da concessionária não está garantida, mas depende de uma gestão eficiente dos chamados custos gerenciáveis.

Portanto, o objetivo do IRT é promover uma alavancagem no valor das tarifas, e não o de dar cobertura às despesas realizadas no período de referencia, por não guardar relação direta com o volume de custos realizados em períodos anteriores. Em outras palavras, o IRT deve refletir as condições de preços vigentes nas datas de referencia anterior e de reajuste em processamento.

Na assinatura do contrato de concessão, o concessionário reconhece que as tarifas e as regras de reajuste e revisão que integram o contrato são suficientes para adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. A formula de reajuste tarifário, prevista nos contratos de concessão, tem a seguinte expressão:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA} + \text{VPB} (\text{IVI} + \text{ou} - \text{X})}{\text{RA}}$$

Onde:

- RA – Receita anual, excluindo o ICMS, considerando-se as tarifas homologadas da data de referencia anterior e “Mercado de Referencia”. Para fins de ajuste tarifário, a receita anual do concessionário (RA) será dividida em duas parcelas: $\text{RA} = \text{VPA} + \text{VPB}$;
- Mercado de Referência: É o mercado de energia assegurado, composto pelas vendas físicas (firms) realizadas pelo concessionário no período de

referencia, que compreende os 12 meses anteriores ao reajuste em processamento, ou seja, entre a Data de Referencia Anterior – DRA e a Data de Reajuste em Processamento –DRP.

- VPA – Parcela da receita correspondente a custos não gerenciados pelo concessionário e explicitamente nominados no contrato, tais como energia elétrica comprada para revenda, quotas de reserva global de reversão – RGR, quotas de consumo de combustíveis fósseis – CCC, encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica – CF, taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica –TFSEE, encargos de transmissão de conexão, MAE –Mercado Atacadista de Energia Elétrica e o Operados Nacional do Sistema Elétrico – ONSS.
- VPB – Valor remanescente da receita do concessionário após a dedução da Parcela A
- IVI – Numero índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior a data do reajuste em processamento e do mês anterior a Data de Referencia Anterior – DRA. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado.
- X – Numero definido pela ANEEL no processo de revisão das tarifas, que deverá ser subtraído na variação no “IVI” ou de seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes. Os contratos fixam que para os primeiros quatro reajustes anuais, “X” será zero.

No Brasil o Fator X é estabelecido em função dos seguintes componentes⁷:

a) componente X_e : reflete os ganhos de produtividade esperado derivados da mudança na escala do negocio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida.

b) componentes X_c : reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, submetidos à pesquisa;

c) X_a componente X_a que reflete a aplicação do índice de preço ao consumidor amplo (IPCA).

⁷ Ver Resolução 055/2004/ANEEL.

O Fator X tal que (IGPM-X) é aplicado à parcela B da receita da concessionária em casa reajusta tarifário, de modo a contemplar o exposto da seção anterior, resulta da seguinte igualdade:

$$X = (X_e + X_c) * (\Delta IGPM - \Delta X_a) + \Delta X_a^8 e_e$$

Onde X_a , X_e e X_c são calculados em percentuais.

3.7 Revisão tarifaria periódica e extraordinária

O processo de Revisão Tarifaria Periódica também está expresso nos contratos de concessão. Nesse caso, a ANEEL poderá proceder a alterações nas tarifas de comercialização de energia elétrica, para mais ou para menos, considerando mudanças na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional ou internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

Alem disso, é no processo de revisão que a ANEEL estabelecerá os valores de “X”, a serem subtraídos os acréscimos ao “IVI” conforme definido na formula do “IRT”, e considerado nos reajustes anuais subseqüentes a revisão.

Os contratos de concessão estabelecem, também, em clausula especifica, a revisão extraordinária, onde, sem prejuízo dos reajustes e revisões contratuais, ocorrendo alterações significativas nos custos não gerenciados (parcela A), tais como, modificações de tarifas de compra e venda de energia elétrica e encargos de acesso ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, que venham a ser aprovadas pela ANEEL durante o período, devidamente comprovado sua importância, pode a concessionária requerer a revisão extraordinária de sua tarifa junto ao órgão regulador.

3.8 A regulação das tarifas no Brasil

⁸ Ver mais detalhes na Resolução 055/200, disponível em <http://www.aneel.gov.Br/resoluções>.

A construção do marco regulatório para a definição de tarifas no setor elétrico brasileiro vem sendo marcada pela combinação, de diversos instrumentos regulatórios distintas, nem sempre inspirada na prática internacional.

Em linhas gerais, as iniciativas no campo da regulação tarifária adotadas pela ANEEL vêm combinando instrumentos de tetos de preço, de regulação por comparação (como no exemplo da “empresa de referência”, firma hipotética utilizada nas revisões tarifárias periódicas ao longo de 2003) e de regulação por teto de rentabilidade (semelhante à de custo de serviço), que advém da necessidade contratual de se garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos ao longo do período de concessão. Em rigor, não há incompatibilidade intrínseca entre estas abordagens, senão pela forma e pelas circunstâncias com que vêm sendo utilizadas.

É possível assegurar o equilíbrio financeiro e, ao mesmo tempo, estimular a eficiência ao permitir que os ganhos extras de eficiência do capital (ou seja, ganhos de produtividade e economias de escala que superem os estipulados pelo regulador) sejam apropriados pelas empresas bem-sucedidas dentro dos períodos tarifários, reservando-se às revisões periódicas o recálculo destes ganhos e seu repasse aos consumidores.

Esta combinação implica deixar que a rentabilidade efetiva flutue, temporariamente, em torno da taxa estipulada pelo regulador nos anos entre as revisões tarifárias – vale dizer, permitir que as taxas de retorno de curto prazo superem aquela considerada de equilíbrio financeiro, no caso de empresas eficientes; ou que fiquem aquém da de equilíbrio, no caso das não eficientes. Ao final do período tarifário, as revisões dariam conta de reequilibrar financeiramente as empresas e de propor novas metas de eficiência do capital a serem alcançadas, estimulando assim as empresas a buscar situações cada vez mais eficientes. Note-se que o estímulo à eficiência pode ser feito por meio de um Fator X e/ou por meio de uma empresa modelo, eficiente e factível, a ser emulada por todos até a revisão tarifária seguinte.

Entretanto, a última versão do método de reajustamento tarifário proposto pela ANEEL - NT 214/2003 (ANEEL, 2004), combina diversos instrumentos de forma inusitada:

- Adota uma empresa de referência hipotética para determinar os custos aceitáveis de operação e manutenção das

- concessionárias (parcela B), sobre os quais deverá incidir a correção monetária (IGP-M);
- Calibra o montante de ativos imobilizados a ser utilizado para definir a base de remuneração do capital com base na Resolução ANEEL nº 493/2002;
 - Propõe o método de fluxo de caixa a valor presente, descontado a uma taxa fixa calculada também com base em alguns parâmetros advindos da empresa de referência e segundo o método de custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital*, WACC), como forma de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do período tarifário;
 - Insere, na equação de fluxo de caixa, um Fator Xe como *proxy* dos ganhos de eficiência do capital, calculado de forma a que o valor atual dos ativos seja igual ao valor futuro descontado pelo WACC; e
 - Adiciona, desta vez por fora do fluxo de caixa, mais duas componentes do Fator X: o Xc, que deve refletir indicadores relativos de qualidade do atendimento e premiar (punir) os mais bem (mal) avaliados; e o Xa, para descontar diferenças entre o IGP-M (entendido como indexador para o capital) e o IPCA (indexador de salários).

A regulação econômica aparece como uma forma de corrigir falhas que o mercado só era incapaz de resolver. No presente trabalho, a falha é o monopólio natural. O monopólio natural é característico em indústrias como de energia elétrica, no segmento de distribuição, e de telecomunicações que tem pesados custos fixos, custos marginais pequenos, custos médios decrescentes e economias de escopo.

Uma das dificuldades que o regulador encontra vem da necessidade de obter informações das firmas reguladas que, geralmente, são assimétricas e em favor dessas. A informação assimétrica surge quando o regulador deseja regular de forma ótima a empresa, mas como esta detém melhores informações que a reguladora a mesma pode tirar vantagens de dessas informações.

A assimetria da informação pode ser então um problema para a eficácia da regulação. Apesar dessa dificuldade a agência reguladora deve ter acesso às informações da firma regulada e considerar a qualidade das mesmas. Como a assimetria de informação é pró-firma, a firma age como agente e a agência reguladora como principal. A agência reguladora tem que criar um mecanismo de incentivo para fazer a firma agir da maneira que ela quer.

A desverticalização não só ajuda a evitar comportamentos anticompetitivos das firmas verticalizadas como também melhora o controle das informações e a comparação destas informações entre as firmas.

A regulação tem sido cada vez mais usada por varias economias do mundo até pelo fato de ter havido uma mudança no papel do estado na economia mundial, passando muitas atividades que antes eram suas para o setor privado.

A responsabilidade continua sendo do setor público, mas agora sob a forma de regulação da provisão do serviço público pelo setor privado.

3.9 O Fator X na regulação econômica das concessionárias de energia elétrica

“A concepção de um redutor sobre preços máximos surgiu no contexto de uma decisão do *Monopolies and Mergers Commission (MMC)* – o órgão responsável pela aplicação da lei antitruste na Inglaterra – em 1982”. (ANEEL, AP23/2002, 2004, p.3).

O Fator X como meio de regulação por incentivos surgiu em 1984, introduzido por Stephen Littlechild, logo após a privatização da *British Telecom (BT)*. A nova forma de regulação surgiu da necessidade de evitar a prática de preços de monopólio e assegurar a apropriação de ganhos de produtividade da concessionária no período compreendido entre a privatização e a primeira revisão, assegurando o interesse dos consumidores. Basicamente o teto do reajuste é estabelecido como um índice geral de preços menos um valor de X que deve refletir aumentos da produtividade. (ANEEL, AP23/2002, 2004).

O Fator X é o componente de regulação da performance da concessionária e decorre de dois outros índices, o Z, que é referido a um conjunto de indicadores técnicos de concessão, e o Q, vinculado à qualidade do atendimento a clientela.

Desta forma, a consideração da repartição de ganhos de eficiência não se processa de uma única maneira. Captura, a cada revisão, os excedentes de lucro e a cada reajuste subsequente, procura incentivar uma melhoria de eficiência produtiva ou promover uma redução das tarifas em favor dos consumidores.

Toda a metodologia, objetivos, experiência internacional da aplicação do Fator X, bem como o calculo detalhado do índice de reposição tarifaria e principalmente o desmembramento do Fator X em todos seus componentes estão

dispostos na Audiência Pública AP 023/2002, Nota técnica numero 326/2002/SER/ANEEL⁹

A Resolução 055/2004 emitida pela ANEEL pode ser vista como um marco na consolidação da cultura regulatória brasileira. O ciclo de revisões tarifárias ordinárias das concessionárias de distribuição de energia elétrica que se iniciou em abril/2003 e abrangeu, no ano de 2003, 17 distribuidoras do país, e irá definir o rumo da regulação econômica dos serviços públicos e, mais especificamente, da política tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica.

Embora fosse desejável que o processo de discussão metodológica da revisão tarifária tivesse sido concluído antes do início do ciclo de revisões, a Audiência Pública 043/2003 teve o mérito de possibilitar uma discussão abrangente dos diversos aspectos que envolvem a regulação econômica por incentivos antes da primeira aplicação do Fator X e da solução da provisoriedade que caracterizou a fixação da base de remuneração naqueles processos de revisão tarifária.

Ao se discutir a metodologia de definição do Fator X é necessário analisar o conceito de equilíbrio econômico-financeiro no Ano-Teste, analisar a consistência dos conceitos de base de remuneração, empresa de referência, capital de giro, depreciação, entre outros, bem como a evolução desses componentes ao longo do tempo, tanto pelo efeito das modificações de quantidade como pelo efeito da inflação.

As implicações do Fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica estão fortemente vinculadas aos próprios componentes do mesmo, uma vez que são eles os grandes causadores da variação percentual no valor de X, refletindo diretamente no valor das tarifas de energia elétrica aplicadas pelas empresas de distribuição.

Cada componente tem reflexo direto no valor da tarifa e é necessário o entendimento de cada um deles assim como as implicações dos mesmos nas concessionárias de distribuição.

O componente Xe

O Fator Xe é o item que reflete os ganhos de aumento de produtividade da concessionária, através do aumento de seu mercado, e conseqüentemente, de sua

⁹ Conforme Audiência Pública/23, disponível em <http://www.aneel.com.br>.

receita. Sua metodologia de cálculo é feita através de Fluxo de Caixa Descontado, nas quais as principais variáveis são a base de ativos regulatórios remunerados, o investimento e a receita. O método de fluxo de caixa descontado é adequado para fixação do Fator X no momento da revisão periódica, no entanto, alguns parâmetros utilizados merecem atenção.

Feitas às ressalvas de que a adoção da Empresa de Referência para definir os custos operacionais e investimentos, bem como as projeções de demanda com base em generalizações, conforme propõe a ANEEL, podem impedir o equilíbrio econômico financeiro, é importante ressaltar as questões mais relevantes sobre os parâmetros utilizados pelo regulador no Fluxo de Caixa Descontado (FCD)¹⁰, como segue:

- O capital de giro, utilizado como input básico ao modelo, é calculado como uma fração da parcela B. Desta forma, subestima-se o capital de giro necessário pelas distribuidoras. Entende-se que o capital de giro deve ser uma fração de toda a receita, Parcela A + Parcela B, pois as distribuidoras imobilizam recursos próprios para enfrentar as defasagens temporais entre o pagamento da Parcela A e a cobrança das tarifas aos usuários finais;
- A Resolução 493 deverá ser aperfeiçoada no sentido de considerar o capital de giro com critério homólogo ao utilizado no método do FCD;
- Subestima-se o valor dos impostos sobre a renda ao utilizar a depreciação regulatória no seu cálculo. A legislação atual permite às concessionárias descontar apenas a depreciação contábil que é calculada segundo o custo histórico (de balanço) do imobilizado;
- Novamente no cálculo do Fluxo de Caixa Descontado a ANEEL propõe desconsiderar este fato, o que na prática, significa conceder às empresas uma remuneração deliberadamente inferior ao custo ponderado do capital (WACC);
- Na opinião da Abradee o modelo de FCD, ao contrario de acarretar a receita líquida antes de juros e impostos ($EBIT(1-g) + d(t)$), conforme proposta da ANEEL, deveria considerar como geração de caixa o resultado bruto da operação (EBITDA) subtraído dos impostos calculados com a depreciação contábil e a estrutura e custo de capital regulatórios. É importante notar que para uma perfeita

¹⁰ FCD: consiste em trazer a valor presente (VPL), os **fluxos futuros** a uma taxa de desconto (%) tecnicamente definida (por ex.: modelo CAPM, que é baseado no **Beta** da empresa - b).

$$\text{CAPM} = \text{RF} + b (\text{RM} - \text{RF})$$

Onde: CAPM (capital asset pricing model) - precificação do custo do capital para investimento ;

RF (risk free) - taxa livre de risco ; RM (risk market) - risco de mercado ;

Simplificadamente, o Beta (b) é um indicador de risco da empresa - Em relação ao seu setor de atuação e suas empresas concorrentes.

consideração do adicional de impostos que as concessionárias estarão expostas ao longo do período, seria necessário projetar a evolução da taxa de inflação e calcular o fluxo de caixa em termos nominais (moeda corrente), uma vez que este descompasso cresce com a evolução da base de ativos em moeda nominal enquanto que a depreciação contábil continua sendo calculada com base numa escrituração que não contempla a correção monetária dos ativos;

- Entretanto, a simples consideração desse efeito, mesmo que em um modelo de FCD em termos reais (moeda constante), já atenuaria em grande parte o prejuízo que a proposta da ANEEL está a impor às concessionárias;
- os investimentos em distribuição deveriam considerar os investimentos declarados pelos distribuidores exigindo que eles fossem adequadamente sustentados por estudos técnicos econômicos. As fórmulas aplicadas pela ANEEL não deixam de ser generalizações que não contemplam aspectos específicos de cada área de concessão, em particular quando existem especificidades tais como a universalização do serviço cujos investimentos associados dependem diretamente das particularidades do mercado a ser atendido e dos indicadores de qualidade de serviço exigidos pelo regulador;
- A projeção dos investimentos não considera os investimentos no combate das perdas e, em alguns casos, em geração. Neste caso também deveriam ser incluídas as projeções informadas e justificadas pelas concessionárias;
- Os investimentos em renovação dos ativos de distribuição também são determinados com base em um modelo teórico que não é consistente com o critério utilizado para a determinação da quota de reintegração regulatória e resulta em investimentos em renovação substancialmente menores. As taxas médias de crescimento dos ativos e as vidas úteis utilizadas não são consistentes com o histórico de formação das redes de todas as empresas de distribuição. Deste modo, a ANEEL ao calcular Base de Remuneração Regulatória líquida de cada ano do Fluxo de Caixa Descontado, estaria gerando uma descapitalização contínua das distribuidoras, reduzindo anualmente sua base de ativos, pois descontaria a depreciação contábil, superior aos investimentos reconhecidos em renovação.

Componente Xc

Quanto ao fator de qualidade (X_c), é proposta a utilização do IASC, elaborado pela ANEEL. Várias razões justificam a revisão dessa decisão, que na prática, serve para promover redução adicional do IGPM na fórmula do IRT. Como primeiro aspecto, identifica-se violação contratual, por inexistir previsão quanto a considerar a satisfação do consumidor da concessionária como elemento da Revisão Tarifária Periódica, tampouco do Fator X.

Ao se referir aos elementos a serem considerados na Revisão Tarifária Periódica, o Contrato de Concessão elenca apenas os itens “alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária”, “níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional” e os “estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas”. A nenhum deles corresponde o Índice de Satisfação do Consumidor (IASC). Na realidade, inexistente estímulo ou incentivo algum à eficiência que possa traduzir-se por meio da manifestação do usuário acerca de sua percepção do serviço.

Além disso, um outro item de importância refere-se à aplicação de um critério de caráter extremamente subjetivo, em desfavor de critérios objetivos e regulatórios já existentes.

O item Xc, pois, reflete o juízo subjetivo do usuário do serviço, e não às condições objetivas em que o mesmo é prestado e aos parâmetros de qualidade igualmente objetivos e impostos à concessionária – tais como o DEC e FEC, DIC e FIC e TMA.

Assim, a distorção referida anteriormente é decorrente do fato de se atribuir a dados aleatórios, e não objetivos, a prevalência sobre os índices objetivos e normativos de qualidade do serviço.

Como conseqüência da utilização do IASC, fica estabelecida uma situação de dupla penalização. Ocorre que, para assegurar a observância dos níveis de qualidade previstos na regulamentação vigente, as concessionárias já estão constantemente sob fiscalização, sendo previstas multas punitivas pelo não cumprimento de tais indicadores. Assim, as empresas ficam sendo duplamente punidas: seja pelo critério de avaliação subjetivo direto do consumidor, ou pela avaliação objetiva dos índices de qualidade de prestação do serviço.

Para confirmar o caráter punitivo da utilização do IASC no cálculo do Fator X e seu desvio em relação ao escopo da Revisão Tarifária Periódica prevista no Contrato de Concessão, nas Notas Técnica referentes às audiências públicas das dez primeiras empresas do ano de 2003, está explicitamente mencionado que o “regulador considera conveniente contemplar, no Fator X, a avaliação dos consumidores para o serviço que estão recebendo das concessionárias, de forma a **penalizar** aquelas concessionárias que prestam um serviço que, na **percepção dos seus clientes**, não alcança um nível de satisfação adequado”.

Esse fato configura oposição ao disposto na legislação, bem como do entendimento jurídico. Como exemplo, temos a decisão do Supremo Tribunal Federal, no qual em referência a matéria de caráter tributário, trabalhista e administrativo, encontra-se vedada à admissão de dupla sanção. Esse princípio geral do direito é conseqüência do princípio da proporcionalidade ou da proibição de excesso e encontra-se consagrado como imperativo administrativo na dicção do inciso VI do parágrafo único do art. 2o da Lei no 9.784, de 29 de janeiro de 1999, que veda a “imposição de obrigações, restrições e sanções em medida superior àquelas estritamente necessárias ao atendimento do interesse público”, o que, evidentemente, impede a dupla “penalização”.

Observa-se, por fim, que esse desvio de funcionalidade poderá produzir externalidades, tais como a introdução desnecessária de litigiosidade e antagonismo entre a concessionária e o usuário, induzir a gastos ineficientes por parte do concessionário em publicidade e outras práticas não afetas à concessão, para o fim exclusivo de projetar determinada imagem junto aos usuários sujeitos à pesquisa de satisfação.

Esse desvio de finalidade em relação ao escopo do Fator X reproduz-se igualmente em relação ao próprio IASC. Na medida em que a resposta à pesquisa pelo usuário do serviço é influenciada pelo conhecimento da circunstância de que essa resposta produzirá a externalidades de promover redução na tarifa de energia elétrica, é provável que a manifestação do usuário deixe de ser representativa da finalidade precípua do próprio IASC. Com isso, a ANEEL está a desviar de função não só o próprio Fator X, mas também a desqualificar o próprio IASC, como índice de satisfação do consumidor.

Ao obter-se um Fator X maior, afeta-se a capacidade de investimento da mesma, uma vez que o resultado da aplicação do item Xc é uma menor receita. Dessa forma, o que se pretendia originalmente como penalização apenas para o concessionário, também afetará o consumidor final, na medida em que os serviços de distribuição de energia elétrica resultarem piores em futuro próximo.

Da mesma forma, na medida em que a resposta à pesquisa pelo usuário do serviço reste influenciada pelo conhecimento da circunstância de que essa resposta produzirá a externalidades positiva de promover redução na tarifa de energia elétrica, é provável que a manifestação do usuário deixe de ser representativa da finalidade precípua do próprio IASC.

Componente Xa

Trata-se de mais um item a distorcer o caráter original do Fator X, uma vez que o mesmo não se baseia em nenhum parâmetro de medição de produtividade e eficiência (relação entre insumo e produto), mas somente mede a evolução nominal de uma variável, no caso, a variação do valor da mão de obra empregada. Dessa forma, se afigura estar empregando sobre a parcela de remuneração da concessionária um indicador composto, em sua grande parte, de variáveis de caráter diverso e distante do que anteriormente se pretendia.

Ressalte-se ainda a falta de competência legal por parte do CNPE para elaborar política tarifária com a introdução, por meio da Resolução nº 1, de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de componente adicional no Fator X. Esta atribuição encontra-se reservada à lei, nos termos do inciso III do parágrafo único do art. 175 da Constituição Federal. Ainda se fosse admitir a introdução de disciplina do Fator X por parte do CNPE, fato esse que transcende as leis existentes sobre a matéria e o Contrato de Concessão, é incompreensível que o Fator X seja concomitantemente disciplinado por atos tanto da ANEEL quanto do CNPE.

Ainda que admitida essa possibilidade, somente uma das duas alternativas poderia então ser válida: ou se trata de definição de política energética, sendo inválidos os atos constitutivos da ANEEL que criaram a metodologia de cálculo para os itens Xe e Xc; ou se trata de ato meramente regulatório de implementação de regras tarifárias decorrentes da Lei e do Contrato de Concessão. Dessa forma, inexistente legitimidade para intervenção do CNPE ou de outro órgão para introduzir opções administrativas de política energética e não tarifária. Portanto, não se compreende a razão pela qual teria a ANEEL solicitado manifestação do CNPE em matéria que já havia se manifestado.

Acrescente-se a esta irregularidade formal a clara inobservância dos termos do Contrato de Concessão, pois se trata de segmentação dos custos da Parcela B para alteração do seu indexador de correção monetária. O efeito prático da introdução do item Xa foi mudar o indexador estabelecido nos Contratos de Concessão.

No cálculo da Parcela B, a ANEEL estabelece o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros em moeda constante para o financiamento da base de

ativos das concessionárias. A correção monetária aplicada à parcela B quando dos reajustes visa, entre outros objetivos, avaliar estes custos aos seus preços correntes. O indicador de inflação a ser aplicado neste processo independe completamente da composição dos fatores de custo no investimento, pois nenhum agente financeiro alteraria suas taxas nominais de juros ou suas taxas de retorno comparado a uma maior ou menor participação da mão de obra nos empreendimentos a serem financiados.

Trata-se de uma correção puramente monetária que visa considerar corretamente o valor dos custos acima referidos. O indicador a ser utilizado deve ser aquele que melhor se adapta às condições do mercado financeiro, que utiliza comumente o IGPM na correção de custos e taxas financeiras, não havendo, portanto, nenhuma razão para se utilizar outro indicador na correção da base de ativos das concessionárias. Confirma este fato a utilização do IGPM nos Contratos de Concessão, pois é o índice reconhecido pela economia como sendo o que mitiga incertezas, possibilitando administrar as taxas de remuneração por parte do controlador.

Por outro lado, analisando a questão pela ótica jurídica, observe-se que o item Xa padece ainda de desvio de finalidade e de incompatibilidade com o princípio da proporcionalidade. Este fato decorre de que, ao vincular a indexação àquela observada pela generalidade do setor formal da economia (no caso, foi determinado pela ANEEL o uso do IPCA), além de introduzir indeterminação inaceitável, desconsidera os custos específicos de pessoal da atividade de distribuição de energia elétrica em descompasso com o que a própria metodologia da Empresa de Referência pretende reconhecer.

A aplicação pela ANEEL do item Xa torna ainda mais claro as incoerências resultantes da utilização do Fator X, definido *ex-post*. Os Contratos de Concessão estabelecem que o valor da parcela B será indexado por (IGPM-X). Se X for definido a priori como exigem os contratos, o único fator fixado *a posteriori* seria o IGPM, o que tornaria impossível a eliminação de sua influência.

Ao estabelecer que o item Xa será determinado *ex-post*, tornou-se possível alterar completamente o mecanismo de indexação, tornando mesmo inútil à referência no contrato ao IGPM. O método que a ANEEL adotou não eliminou, mas atenuou fortemente a influência do IGPM, conforme determinado nos Contratos de Concessão.

Finalmente, há ainda necessidade de se avaliar o efeito do comportamento dos índices de preços entre IGPM e o IPCA. Pelo lado da isonomia de tratamento das concessionárias, a sazonalidade de índices pode beneficiar ou prejudicar empresas, dependendo da data de reajuste. Ao longo de um prazo maior, como por exemplo, doze meses, os índices de preços tendem a acumular mesmo percentual, a depender de determinadas situações.

Extrapolando para uma possibilidade extrema, poderia haver período no ano em que o acumulado do IPCA será igual ou superior ao IGPM, beneficiando a empresa que tiver reajuste nesta época. Ao mesmo tempo, poderá haver período em que a diferença será maior, prejudicando a empresa que tiver reajuste neste período, não refletindo de nenhuma forma de produtividade.

De concreto, temos que a diferença existente entre o IGPM e o IPCA em 2002 foi influenciada por fatores conjunturais específicos daquele período, que na atual situação macroeconômica do País, não se prevêem repetir os fatos ocorridos em 2002, pois se configuram perspectivas de maior estabilidade em termos de variação de preços, e conseqüentemente, as projeções do IGPM e o IPCA se mostram mais aderentes em termos percentuais.

Assim, configura-se um fato irônico embora a ANEEL declare que a sua metodologia de revisão tarifaria não ser evasiva, a alteração do indexador de determinados custos da Parcela B obviamente implicará condicionamentos à livre gestão assegurada ao concessionário.

3.10 Perspectivas e tendências

Componente Xe

Em função das contribuições na Audiência Pública 043/2003 e dos Relatórios de manifestação das Concessionárias de Distribuição a ANEEL deverá aprimorar a Resolução 55/2004 quanto à aplicação do componente Xe quanto ao item que determina o crescimento do número de consumidores e crescimento do mercado uma vez que existe a preocupação das Concessionárias quanto ao a influência nos valores do Fator X por uma avaliação incorreta deste crescimento.

Componente Xc

Este indicador deverá ser reavaliado, pois o mesmo irá trazer dupla finalização às Concessionárias de Distribuição conforme mostra as manifestações das Concessionárias e não está em sintonia com os princípios da existência do Fator X criado dentro do conceito de determinação de tarifas pelo *price-cap*

A utilização deste indicador não é consenso na ANEEL como pode ser observado no voto em separado do Diretor Paulo Pedrosa/ANEEL: “Do exposto voto, sem prejuízo das propostas apresentadas no processo 48500.002579/03-10, para que não seja utilizado para o cálculo do Fator X, a ser aplicado nas revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, o componente Xc, calculado a partir do IASC”. (ANEEL, 2004).

Até que este indicador seja revisto, pela ANEEL, as Concessionárias de Distribuição, além da preocupação com os indicadores de qualidade/atendimentos estabelecidos em Resoluções, deverão analisar as pesquisas para verificar quais são as necessidades dos clientes que levam os mesmos a uma melhor avaliação das concessionárias.

Como pode ser verificado o conceito de uma boa empresa do ponto de vista dos clientes nem sempre é aquele que tem bom indicadores de qualidade.

Componente Xa

Considerando que a utilização deste indicador infringe as cláusulas do contrato de concessão e as concessionárias irão acionar a ANEEL juridicamente para eliminação do mesmo

Com relação a este item, embora tenha sido aprovado pelos Diretores, foi solicitado que as contribuições técnicas de consultores e concessionárias de distribuição sejam encaminhados ao CNPE para análise e orientação com pode ser observado nos votos dos Diretores da ANEEL:

Para o Diretor Paulo Pedrosa/ANEEL: “Adicionalmente propõe que o material apresentado na Audiência pública, relativo ao componente Xá, seja encaminhado ao CNPE para análise e orientação, sendo sua aplicação sobrestada. (ANEEL, 2004). De acordo com o Diretor Eduardo Henrique Ellery Filho:

a aplicação deste componente no cálculo do Fator X deverá ser realizada de acordo com a metodologia exposta na Nota Técnica

SER/ANEEL nº 214/2003; e deverá ser encaminhado ao Ministério de Minas e Energia um documento que conste às contribuições recebidas na Audiência Pública 43/2003. (ANEEL, 2004).

4. REFLEXOS DO FATOR X NAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 Considerações gerais

A aplicação de um Fator X, baseada em componentes que podem gerar dúvidas quanto a sua eficiência, pode culminar em perdas significativas para as empresas de distribuição de energia elétrica. Quando um desses componentes reflete de maneira negativa no valor final do Fator X, todo o equilíbrio econômico financeiro da empresa estará abalado, indo contra o fundamento legal do equilíbrio da empresa.

Questões políticas também podem afetar drasticamente o valor do Fator X e isso refletirá em enormes quantias deixadas de serem arrecadadas nas tarifas. É importante lembrar que o Fator X busca repartir os ganhos de eficiência entre os consumidores e concessionárias. Como um mecanismo de regulação por incentivos é considerado importante e tem demonstrado bons resultados na experiência internacional.

Porém, no Brasil, inúmeros fatores podem refletir num valor não condizente com a realidade da referida empresa. A utilização de uma empresa modelo deve ser vista com muita cautela, pois qualquer tipo de pré-cálculo por parte da ANEEL pode significar numa situação não semelhante à empresa real.

Em uma visão geral, as empresas distribuidoras de energia se manifestam em pontos semelhantes, no que diz respeito a alguns componentes do Fator X e buscam junto a ANEEL, algumas alterações para que os dois lados (firmas e reguladores) não resultem em perdas.

4.2 O posicionamento das empresas distribuidoras de energia elétrica

Considerando a dificuldade de obtenção dos dados reais das concessionárias a respeito dos valores utilizados na determinação dos indicadores do Fator X, e devido ao alto grau de confidencialidade dos mesmos, apresenta-se a seguir, o

posicionamento de algumas concessionárias durante as audiências públicas realizadas em 2004.

Nessa oportunidade, debateu-se a proposta da ANEEL quanto à revisão tarifária das respectivas concessionárias, bem como as contribuições feitas por algumas Concessionárias quanto o mecanismo de aplicação do Fator X.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA - COPEL¹¹

O modelo de regulação atual, *Price Cap*, prevê a adoção do Fator X, para o fim de compartilhar os ganhos de produtividade com os consumidores finais, promovendo a modicidade tarifária ao mesmo tempo em que incentiva a busca pela eficiência. Outro ponto, não menos importante, diz respeito à condição de equilíbrio econômico e financeiro das empresas, que deve ser preservado possibilitando a adequada prestação do serviço público.

A análise feita dos documentos apresentados demonstrou que não devem ser permitidos recálculos dos componentes, pois além de ferir o contrato de concessão, inibe os estímulos a eficiência.

Verifica-se também, que para a preservação do equilíbrio econômico e financeiro deverá ser mantido o mecanismo de revisão extraordinária com repasse imediato, assim como previsto no contrato de concessão. Uma análise feita dos componentes Xe, Xc, Xa e K, objetos dessa nota técnica revelaram que:

- Para o componente Xe, devem ser aceitas as projeções de mercado feitas pelas distribuidoras, que não haja possibilidade de recálculo e que as projeções de investimentos sejam elaboradas pelas concessionárias.
- O componente Xc seja eliminado do cálculo do Fator X, pois não está de acordo com a filosofia de compartilhamento de ganhos de produtividade.
- O componente Xa tem a propriedade de mudar o índice definido no contrato de concessão e dessa forma é incompatível com a metodologia proposta.
- O componente K, ao capturar a inflação intra-anual, deverá repassar o montante acumulado nos reajustes anuais, e não no próximo período tarifário como está previsto. Também não deve ter a função de servir como instrumento para compensar eventos extraordinários, pois poderá gerar desequilíbrio se repassado somente no próximo período tarifário, além de já estar previsto no contrato de concessão o mecanismo apropriado.

¹¹ Informações extraídas de www.aneel.gov.br/audienciaspublicas

- Com relação ao valor de X_c , entende-se que é um índice subjetivo, que mesmo a Resolução Normativa 55/2004-ANEEL reconhece e por este motivo pode ser modificado de acordo com a percepção do consumidor, não refletindo de forma clara os valores finais. Conseqüentemente estes valores irão influenciar de forma negativa caso haja uma percepção, por parte do consumidor, da relação entre o IASC e o Reajuste Tarifário. Sugerimos sua extinção para que o processo de Reajuste Tarifário seja feito sem perder de vista a equidade do processo, tanto para o consumidor quanto para a Concessionária.
- Com relação ao valor de X_a , entende-se que foi um valor fixado “*a posteriori*”, não estando identificado no Contrato de Concessão, e descaracterizando a intenção inicial da fixação do Fator X. Desta forma, solicitamos que seja igualmente extinto este valor do cálculo do Fator X para que a filosofia e o objetivo do Fator X, expresso no Contrato de Concessão seja obedecida, que era a de dividir com o consumidor os ganhos de produtividade. Esse fim já é totalmente atingido se considerarmos só o valor de X_e para o cálculo do Fator X”.

DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA ELETRICA DE POÇOS DE CALDAS - DMEPC¹²

Manifestação feita na Audiência Pública 16/2004, referente à nota técnica 094/2004 – SRE – ANEEL que apresentava a proposta dos valores da revisão tarifaria. As seguintes considerações devem ser feitas sobre os componentes X_e , X_c e X_a :

- Para o componente X_e o Regulador deveria considerar o compartilhamento dos ganhos de escala entre a concessionária e os consumidores – pois a regulação por incentivos pressupõe o direito de a concessionária se apropriar pelo menos de parte dos ganhos de eficiência e produtividade.
- Para o componente X_a também se justifica rever sua aplicação, pois foi acrescentado por Resolução do CNPE; não se baseia em nenhum parâmetro de medição de produtividade e eficiência (relação entre insumo e produto), mas reflete somente evolução nominal de uma variável (mão de obra), cujos resultados em termos de eficiência de gestão devem pertencer à distribuidora; há inobservância do Contrato de Concessão, ao segmentar custo da Parcela B para alterar o indexador previsto para correção (troca do IGP-M por outro índice).
- A determinação do componente de produtividade **XE** do Fator X, mediante o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), visa assegurar que o crescimento do mercado de vendas da

¹² Informações extraídas de www.aneel.gov.br/audienciaspublicas

concessionária durante o segundo período tarifário não altere a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no atual reposicionamento.

Na NT_ANEEL, o procedimento associado ao FCD para o DME determinou o **XE** de 1,16%. Entretanto, foram observados dois aspectos relevantes da estruturação do seu algoritmo, com impactos significativos no valor do **XE**, quais sejam:

- os investimentos projetados pelo Regulador são ligeiramente menores dos que os projetados pelo DME para o atendimento do crescimento de mercado e de melhoria de qualidade e segurança exigidos pelo Regulador, entre as revisões tarifárias; e,
- forte taxa de crescimento do mercado projetado pelo Regulador no cenário base totalmente incompatível com a perspectiva do DME, como ilustra a Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 – Projeção do crescimento do Mercado de Energia Elétrica

	DEME	ANEEL
Ano	Projeção (%)	Projeção (%)
2005	3,07	6,2
2006	2,93	6,2
2007	2,83	6,2

Fonte: ANEEL (204)

Assim, investimentos menores e taxas de crescimento de mercado maiores conduziram certamente um valor de **XE** super estimado. Por outro lado, com a alteração do valor da Parcela B proposta pelo DME no presente Documento, se aprovada em parte ou no todo, impõe necessariamente o recálculo do componente **XE**, conforme intenção já manifestada pela ANEEL, que o fará por ocasião da fixação final do índice reposicionamento tarifário do DME.

SULGIPE – COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SULGIPE¹³

¹³ Informações extraídas de www.aneel.gov.br/audienciaspublicas

Resumo da manifestação da SULGIPE na Audiência Pública 39/2004 referente à nota técnica 093 e 236/2004 – SRE – ANEEL que apresentava a proposta dos valores da revisão tarifária:

O Fator X, por sua vez, é uma pressão de redução de custos que somente terá efeito prático sobre os custos em escala muito pequena. A estimativa de obtenção de ganhos de produtividade de 3,2421% a cada ano, em uma concessionária do porte da SULGIPE, está superestimada. Solicitamos que a ANEEL reveja esta regulação aplicada a SULGIPE.

A dificuldade para ganhos de produtividade mesmo em magnitudes menores é grande e será ainda mais dificultada se a ANEEL não conceder os ajustes da Parcela A, perdas e energia comprada, adequar a Empresa de Referência, reconhecer os reais níveis de inadimplência e outros. Partindo-se de níveis de receita aquém das reais necessidades será impossível qualquer ganho de produtividade, bem como da evolução desejada para os níveis de DEC e FEC. Daí a clara percepção de que a proposta do Fator X está totalmente desajustada.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE BRASÍLIA - CEB¹⁴

Resumo da manifestação do CEB na Audiência Pública 27/2004 referente à nota técnica 155 e 198/2004 – SRE – ANEEL que apresentava a proposta dos valores da revisão tarifária:

A CEB requer junto a ANEEL o cumprimento dos seguintes itens: Considerar o compartilhamento dos ganhos de escala entre a concessionária e os grupos de consumidores; reiterando-se entretanto, que face aos efeitos do período de racionamento (2001-2002), e seus impactos na redução de consumo e correspondentes efeitos na receita, a CEB não obteve apropriação de ganhos de produtividade nesse período tarifário.

A metodologia de cálculo do Fator X deve se ater às bases da regulação por preços máximos (*Price-Cap*). De forma resumida, o concessionário deve ser incentivado a aumentar seus ganhos pela busca de maior eficiência produtiva. A cada revisão tarifária periódica esses ganhos devem ser compartilhados com os consumidores. Porém, no período entre duas revisões parte dos ganhos devem ser

¹⁴ Informações extraídas de www.aneel.gov.br/audienciaspublicas

retidos pelo concessionário como incentivo à busca de eficiência e, por meio do Fator X, os ganhos são repartidos com os consumidores.

Cabe ressaltar que a ANEEL, ao adotar empresa de referência, já estabelece efeitos punitivos às concessionárias (padrão de eficiência hipotético) como ponto de partida, e não como uma meta, sendo o consumidor inteiramente beneficiado por este procedimento. Ao impor um degrau a mais de eficiência para o período seguinte (representado pelo X_e), que será deduzido da parcela B, o regulador está alocando ao consumidor todos os ganhos oriundos da mudança de escala.

Portanto, nenhum ganho, seja de produtividade ou de escala é retido pela distribuidora, contrariando o regime de regulação por preços máximos, e o conceito expresso também em lei “[...] apropriação de ganhos de eficiência empresarial e competitividade.” (art. 14 da Lei no 9.427 de 26/02/96).

Além disso, verifica-se que adoção conjunta dos conceitos de empresa de referência e o Fator X proposto pela ANEEL contribuem para que a TIR do concessionário se distancie para menos da remuneração do capital de 11,26% proposto pela ANEEL, ou seja, a ER combinada com o Fator X da ANEEL não preservam o equilíbrio econômico - financeiro da concessão.

Disponibilizar toda a memória de cálculo do X E, assegurando publicidade e oficialidade a essas projeções que, caso não se confirmem, devem implicar pronta compensação em favor da percepção da receita requerida pela concessionária;

Com as informações disponibilizadas pelo regulador não é possível uma avaliação consistente das projeções de mercado, despesas e investimentos. Além disso, destaca-se que as projeções para o cálculo do XE devam ser promovidas e comprovadas pelas distribuidoras, pois esta dispõe de um maior conjunto de informações e maior sensibilidade sobre o mercado em que atua, não devendo o regulador se limitar a um sistema único de projeções que não incorpora as especificidades de cada uma das 64 concessionárias.

Caso contrário, o regulador deve garantir que as inconsistências no cálculo do X_e oriundas de projeções incompatíveis com a realidade da CEB sejam revisadas preservando a receita de equilíbrio.

Retirar do Fator X o componente X_c ou, alternativamente, use um fator de qualidade como prêmio ao invés de punição adicional. Isto se justifica, pois a questão da qualidade já está tratada na regulação quando se estabelecem metas e punições associadas para os indicadores coletivos e individuais para duração e

quantidade e de interrupções de fornecimento e quando se avança para o acompanhamento também dos níveis de tensão.

Além disso, não é adequado aplicar um índice alterando, com base em dados da empresa real, tarifa estabelecida com base em empresa de referência e ainda, a faixa em que se situam os resultados da pesquisa, sendo que 53 das 64 distribuidoras têm resultados na faixa entre 75 e 60 pontos e o erro associado aos mesmos, em alguns casos para mais e para menos em 3,5%, faz com que a precisão dos resultados não pareça compatível com os efeitos nas receitas das concessionárias e nas tarifas pagas pelos consumidores.

Retirar do Fator X o componente Xá, porquanto o mesmo não reflete ganhos de produtividade. A incorporação do Xa representa alteração do regime tarifário pactuado nos contratos de concessão e não poderia ser encaminhada sem previsão legal específica que apresentasse formas de preservação do equilíbrio econômico financeiro da concessão que teria sido afetado.

Assim, o contrato de concessão não teria dado total liberdade ao Regulador ao estabelecer aplicação do (IGP-M) – X nas revisões, afinal, se fosse esta à intenção, teria estabelecido a aplicação apenas de um Fator X, construído livremente.

Dessa forma o contrato teria consolidado a aplicação do IGPM, apenas alterado por um fator, conforme prática regulatória internacional e filosofia da regulação por incentivos, voltado ao compartilhamento com o consumidor dos ganhos de produtividade. Logo o Fator XA poderia ser entendido como uma quebra do contrato, uma mudança, por via indireta, do próprio indexador estabelecido. Aplicar do . apenas na parcela referentes aos custos operacionais eficientes e remuneração dos investimentos prudentes.

O encargo Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, bem como os tributos PIS/PASEP e COFINS são na sua maior parte definidos em função da Parcela A, que por sua vez é regido pelo regime tarifário do custo do serviço, isto é, suas variações devem ser anualmente repassadas para as tarifas. Portanto, não é correta a aplicação do Fator X, que prevê compartilhamento de ganhos de eficiência, para itens cujo regime tarifário difere do *Price-Cap*.

CENTRAIS ELETRICAS DE SANTA CATARINA - CELESC¹⁵

Resumo da manifestação do CEB na Audiência Pública 23/2004 referente à nota técnica 133 e 194/2004 – SRE – ANEEL que apresentava a proposta dos valores da revisão tarifária:

As seguintes considerações devem ser feitas sobre esses componentes: Para o componente Xe o Regulador deveria considerar o compartilhamento dos ganhos de escala entre a concessionária e os consumidores – pois a regulação por incentivos pressupõe o direito de a concessionária se apropriar pelo menos de parte dos ganhos de eficiência e produtividade.

Para o componente Xc, várias razões justificam rever a decisão de sua utilização, pois o IASC é critério subjetivo e aleatório da qualidade do atendimento, em desfavor dos critérios objetivos e regulatórios já existentes no Contrato de Concessão; inexistente previsão contratual quanto à inclusão desse componente no Fator X; caráter punitivo representa um desvio em relação ao escopo da Revisão Tarifária Periódica;

Para o componente Xa também se justifica rever sua aplicação, pois foi acrescentado por Resolução do CNPE; não se baseia em nenhum parâmetro de medição de produtividade e eficiência (relação entre insumo e produto), mas reflete somente evolução nominal de uma variável (mão de obra), cujos resultados em termos de eficiência de gestão devem pertencer à distribuidora; há inobservância do Contrato de Concessão, ao segmentar custo da Parcela B para alterar o indexador previsto para correção (troca do IGP-M por outro índice).

A determinação do componente de produtividade **Xe** do Fator X, mediante o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), visa assegurar que o crescimento do mercado de vendas da concessionária durante o segundo período tarifário não altere a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no atual reposicionamento. Na NT_ANEEL, o procedimento associado ao FCD para a CELESC determinou o **XE** de 0,51%. Entretanto, foram observados aspectos relevantes da estruturação do seu algoritmo, com impactos significativos no valor do **XE**, quais sejam:

As projeções de mercado, de venda de energia e novos consumidores, realizadas pela ANEEL foram baseadas, respectivamente, nas taxas esperadas de crescimento do Produto Interno Bruto e da População na área de concessão, a partir

¹⁵ Informações extraídas de www.aneel.gov.br/audienciaspublicas

de um modelo econométrico clássico de regressão linear (método dos Mínimos Quadrados comum) utilizando informações históricas das quantidades de vendas e clientes, desagregados por categoria de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Rural e Outros) para o período 1997 – 2002. As duas tabelas adiante apresentam as visões do Regulador e CELESC sobre a questão da base de crescimento de clientes e mercado.

Tabela 3 – Projeção de Crescimento do Mercado de Energia Elétrica da Celesc

ANEEL				
Taxa de Crescimento	2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007
Numero de clientes	100,0	102,0	102,0	102,0
Mercado	100,0	106,5	106,72	106,94
CELESC				
Numero de clientes	100,0	103,3	103,2	103,1
Mercado	100,0	105,0	105,1	105,2

Fonte: ANEEL (2004).

Estas projeções da CELESC das taxas de crescimento, tanto do mercado como do numero de clientes, foram consolidadas nos Sistemas de Informações de Mercado para o Planejamento do setor Elétrico – Simples – ELETROBRAS, período 2004 a 2013. Neste sentido, os dados da PP_CELESC mostram a necessidade de ajustes nas referidas taxas sugeridas pela NT_ANEEL.

A CELESC entende que os investimentos futuros devem ser considerados como adição no Imobilizado em Serviço. Na proposta do Regulador, os investimentos previstos de serem realizados pela CELESC, não só no ano-teste, mas em todo o período entre as revisões tarifárias, visando à adequação e crescimento dos ativos elétricos atuais, foram estabelecidos dentro do calculo do componente **XE**, conforme tabela abaixo:

Tabela 4 – Projeção de investimentos na Celesc realizada pela ANEEL

ANEEL				
ANOS	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008
Investimentos	192.480.534	253.213.466	271.037.908	178.190.975

Fonte: ANEEL (2004).

Registra –se que tais valores apresentados deverão sofrer ajustes por parte do Regulador na medida que o valor dos ativos imobilizados em serviço seja

alterado por conta do resultado da Resolução 493 comentada no item I desta Contribuição.

Por outro lado, a CELESC, na elaboração do programa de investimentos previstos para o período de Agosto de 2004 a julho de 2008, procurou identificar e informar a ANEEL toda a necessidade dos investimentos, independentemente da existência de recursos para sua realização através das parcelas provenientes da Quota de Reintegração e da Remuneração Bruta do Capital, ambas componentes da tarifa de energia elétrica.

Em termos, dos investimentos considerados no cálculo do componente “**XE**” do FATOR X, ou seja, somente aqueles vinculados à adequação e crescimento dos ativos elétricos atuais, tem-se a seguinte projeção:

Tabela 5 - Projeção de investimentos na Celesc realizada pela Celesc

CELESC				
ANOS	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008
Investimentos	292.753.287	309.841.061	256.434.710	223.457.953

Fonte: ANEEL (2004).

A comparação entre as projeções ilustra uma expressiva divergência na valorização dos investimentos, ao longo de toda projeção. No entendimento da CELESC os investimentos projetados pela NT_ANEEL não estão alinhados, para o atendimento do crescimento de mercado e de melhoria de qualidade e segurança exigidos pelo próprio Regulador, em parte pelo sub Dimensionamento da Base de remuneração estabelecida pela NT_ANEEL.

Neste sentido, é importante salientar a necessidade de ajustes no Programa de Investimentos e Projeção de Mercado entre as revisões tarifárias da CELESC, visando o estabelecimento do componente “**Xe**” mais realista, de modo a manter o equilíbrio econômico – financeiro do negócio, após o presente reposicionamento tarifário.

Finalmente cabe destacar que os recursos destinados ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica não estão contemplados nos investimentos referidos acima por ambas as partes, Regulador e CELESC. Tais recursos, segundo a Resolução Normativa nº 46, de 10 de março de 2004, terão origens na destinação dos recursos constantes da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

As alterações do valor da Parcela B proposta pela CELESC na presente Contribuição, se aprovada em parte ou no todo, impõe necessariamente o recálculo do componente **Xe**, conforme intenção já manifestada pela ANEEL, que o fará por ocasião da fixação final do seu índice reposicionamento tarifário e neste sentido, torna-se difícil para a CELESC analisar a proposta de um **Xe** de 0,51%”

ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S/A - ESCELSA¹⁶

Resumo da manifestação do ESCELSA na Audiência Pública 25/2004 referente à nota técnica 135 e 205/2004 – SRE – ANEEL que apresentava a proposta dos valores da revisão tarifária:

Considerações sobre o componente Xe:

O Fator Xe proposto pela ANEEL de 2,55% está extremamente elevado dentro do quadro previsto de baixo crescimento do mercado, com taxa média anual considerada de 1,89%, e que, caso seja mantido pelo regulador, implicará no comprometimento do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. Entendemos que a razão principal desse resultado de Xe é originada da consideração de um Conceito Econômico para a Base de Remuneração (custo de reposição) e de Valor Contábil para a Depreciação, cujos problemas já foram apontados no capítulo respectivo à Base de Remuneração Regulatória. Além de ser inconsistente, essa opção conduz a um valor de Ativo Líquido a remunerar muito baixo, sub avaliado.

O valor da BRRB de R\$ 1.378.970.477,00, referente a Agosto/2004, considerado no cálculo do Fator Xe apresentado no Anexo V da Nota Técnica nº 135/2004, é o mesmo que foi considerado no cálculo preliminar do Fator Xe enviado pela ANEEL a ESCELSA em 20/05/2004.

Considerando que na proposta preliminar da ANEEL o valor da Base de Remuneração Regulatória Bruta, sem excluir os ativos da Empresa de Referência, era de R\$ 1.517.973.973,00, correspondendo a 60% do custo corrente, e, que, na Nota Técnica nº 135/2004 esse valor passou para R\$ 1.644.478.265,00, correspondendo a 65% do custo histórico corrigido pelo IGP-M, é necessário que no cálculo do Xe a BRRB considerada seja corrigida também. Uma prova desta inconsistência do Anexo V em relação à Nota Técnica é o Valor da Parcela B - VPB

¹⁶ Informações extraídas de www.aneel.gov.br/audienciaspublicas

considerado no cálculo do Fator Xe de R\$ 495.251.293,00, enquanto que no cálculo do índice de reposicionamento tarifário o VPB é de R\$ 511.664.801,94.

O dimensionamento da Empresa de Referência tem forte correlação com o número de clientes da concessionária, conseqüentemente, a sua evolução deve estar aderente à taxa de crescimento do número de clientes. Portanto, a projeção do valor da Empresa de Referência ao longo do período tarifário deveria estar próxima da taxa média de crescimento de **4,12%** do número de clientes considerado pela ANEEL.

Considerações sobre o componente Xc:

A ESCELSA ratifica o seu posicionamento quando da Audiência Pública ANEEL nº 43/2003 que resultou na Resolução Normativa ANEEL nº 55/2004, da impropriedade da aplicação do **Xc** dentro do processo de reajuste tarifário das concessionárias de energia elétrica.

Além disso, a ESCELSA considera o *benchmarking* adotado para o IASC = 70%, para cálculo do Xc, extremamente elevado. Basta tomarmos como base o resultado da última pesquisa realizada, onde verificamos que a maioria das empresas seria penalizada, principalmente as de maior porte, e, que, a média do IASC Brasil foi de 63,63%, ou seja, muito inferior ao *benchmarking* adotado. Portanto, das 64 empresas pesquisadas, temos o seguinte quadro:

Apenas 15 empresas ficariam com Xc negativo, ou seja, seriam premiadas por terem obtido IASC maior que 70%, enquanto que as outras 49 empresas (77%), seriam penalizadas com Xc positivo;

Das 28 empresas do Brasil com número de consumidores acima de 400.000, apenas uma delas teve o IASC acima de 70%.

Mesmo mantendo nossa posição contrária ao uso do **Xc** como componente do **X**, vimos propor a ANEEL que separe as empresas por grupo, tendo como critério para formação desses grupos o número de consumidores, e, que, o cálculo do **Xc** de cada empresa tome como referência à média dos **IASC's** de cada grupo. A empresa com **IASC** maior que o **IASC médio** do grupo será premiada com **Xc** negativo, caso contrário, o **Xc** será positivo. Esta proposta não elimina o incentivo às empresas de buscarem a cada ano um IASC melhor, muito pelo contrário, pois, daqui a alguns anos as empresas poderão estar buscando um IASC superior até mesmo ao *benchmarking* atualmente adotado de 70%.

Considerações sobre o componente Xa

O **Xa** é mais um componente a distorcer o caráter original do Fator X, uma vez que o mesmo não se baseia em nenhum parâmetro de medição de produtividade e eficiência (relação entre insumo e produto), mas somente mede a evolução nominal de uma variável, no caso, a variação do valor da mão de obra empregada. Dessa forma, se afigura estar empregando sobre a parcela de remuneração da concessionária um indicador composto, em sua grande parte, de variáveis de caráter diverso e distante do que anteriormente se pretendia.

A ANEEL, ao optar pela definição de um componente adicional ao Fator X que depende da variação do índice de preços IPCA, apurado anualmente, está utilizando como argumento para a mudança do indexador contratual de reajustes, o IGPM, numa flagrante quebra das condições contratuais.

4.3 Análise das Notas Técnicas e relatórios de manifestação das concessionárias de distribuição

No item 4.2. foi apresentado a o resumo da contribuição de algumas concessionárias de distribuição de energia elétrica na Audiência Pública 043/200, que tiveram suas propostas aceitas pelo Órgão Regulador para mostrar a transparência das Audiências Públicas e o valor que foram dados às mesmas, podendo existir a manifestação de todos interessados no processo.

Como pode ser observado no Relatório de Voto em Separado do Diretor Paulo Pedrosa e do relator do processo Diretor Eduardo Henrique Ellery Filho, referente à audiência pública 43/2003, foram apresentadas considerações sobre todas contribuições recebidas.

4.3.1 Considerações sobre o componente Xe

As concessionárias de distribuição, de uma maneira geral, se manifestaram a favor da utilização do fluxo de caixa descontado; contrárias a projeção do aumento de consumidores e aumento da demanda por parte da ANEEL e contrárias ao recálculo do Fator Xe.

A solicitação nº 2 não foi aceita pela ANEEL conforme pode ser observado da Resolução 55/2004. As reivindicações nº 1 e 3 foram aceitas pela ANEEL, conforme voto do relator Eduardo Henrique Ellery Filho:

[...] onde se incorporam os seguintes aspectos: Componente Xe: a utilização do método de fluxo de caixa descontado para determinação do componente Xe; a eliminação do recálculo e que a projeção da demanda de energia elétrica realizada pela ANEEL considere o mercado do Ano-Teste. (ANEEL, 2004).

4.3.2 Considerações sobre o componente Xc

A utilização deste indicador levará a uma dupla penalização uma vez que já está prevista em Resoluções a aplicação de penalidades caso indicadores de qualidade/atendimento sejam infringidos. A utilização deste componente não foi aceita por unanimidade na ANEEL como pode ser observado no voto em separado do Diretor Paulo Pedrosa da ANEEL: “Do exposto voto, sem prejuízo das propostas apresentadas no processo 48500.002579/03-10, para que não seja utilizado para o cálculo do Fator X, a ser aplicado nas revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, o componente Xc, calculado a partir do IASC”. (ANEEL, 2004).

4.3.3 Considerações sobre o componente Xa

A utilização deste componente infringe as cláusulas do contrato de concessão e caso seja mantido as concessionárias irão acionar a ANEEL juridicamente para eliminação do mesmo. Com relação a este item, embora tenha sido aprovado pelos Diretores da ANEEL, foi solicitado que as contribuições técnicas de consultores e concessionárias de distribuição sejam encaminhados ao CNPE para análise e orientação como pode ser observado nos votos dos Diretores da ANEEL.

Para o Diretor Paulo Pedrosa: “Adicionalmente propõe-se que o material apresentado na Audiência pública, relativo ao componente Xa, seja encaminhado ao CNPE para análise e orientação, sendo sua aplicação sobrestada” (ANEEL, 2004).

De acordo com o Diretor Eduardo Henrique Ellery Filho:

A aplicação deste componente no cálculo do Fator X deverá ser realizada de acordo com a metodologia exposta na Nota Técnica SRE/ANEEL nº 214/2003; e deverá ser encaminhado ao Ministério de Minas e Energia um documento que conste às contribuições recebidas na Audiência Pública AP 43/2003” (ANEEL, 2004).

5. CONCLUSÕES

A experiência internacional na regulação do tipo *Price Cap*, serviu de alicerce para o novo modelo de regulação brasileira, que fixou o modelo de tarifa pelo preço, abandonando o sistema do “custo do serviço prestado”.

A colocação do Fator X parte de uma situação onde a firma esta sendo privatizada e sua colocação não pode ser vista como algo isolado, devendo ser levado em consideração todas as variáveis que possam significar risco para a empresa, o que poderia alcançar um bom valor de venda da firma. Beesley e Littlechild (1989) consideram não haver nada ótimo na colocação inicial do valor do Fator X.

Dentro dessa ótica, pode-se entender porque as distribuidoras de energia elétrica tiveram o valor do Fator X igual a zero no Brasil. A estrutura regulatória era recente e ainda em formação, o governo federal precisava arrecadar com a venda de ativos e a indústria de energia elétrica necessitava realizar investimentos que foram não feitos nos últimos anos.

Este quadro aumentava as incertezas e riscos do negocio, razão pela qual foi escolhido um Fator X igual a zero. Na Grã-bretanha os valores de X se situavam entre 0 e -2,5% para as distribuidoras de energia elétrica, fazendo até mesmo aumentar os preços em termos reais até a primeira revisão.

A recolocação do Fator X passa a ser atribuição do órgão regulador e deve ser pautada sobre questões econômicas para a revisão tarifaria, evitando-se a negociação entre regulador e concessionária.

Como a regulação *Price-Cap* é voltada para *forward-looking* que o sistema do custo do serviço, deve-se estimar quanto à firma pode obter de ganhos de eficiência no período até a próxima revisão tarifaria, mantendo-se o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Para isso é preciso informações complementares no que se refere à demanda, custos e planos de investimentos da concessionária. Neste trabalho, eles não foram possíveis de serem obtidos.

Desde que foi implementado pela primeira vez o mecanismo *Price-Cap*, reguladores e pesquisadores vem estudando formas baseadas em meios científicos e na teoria econômica para determinação do Fator X. No Brasil, a experiência na

regulação usando este mecanismo é recente, embora se tenha obtido alguns avanços em sua aplicação.

Os avanços desta metodologia no âmbito da ANEEL são feitos a partir das audiências públicas realizadas com as empresas concessionárias de distribuição, como pode ser observado nos relatórios de voto da Resolução da Resolução 055/2004, oportunidade que foi sugerido um aprimoramento no cálculo do Fator X, principalmente no componente X_c , que fica centrado na pesquisa de satisfação dos consumidores.

O conteúdo do relatório demonstra que este índice pode ser contaminado por avaliações subjetivas dos consumidores, refletindo de forma incorreta a realidade das concessionárias avaliadas. Em relação ao componente X_a , há uma manifestação contrária por parte dos relatores, inclusive sugerindo o encaminhamento das manifestações das concessionárias e consultores ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), quanto à ilegalidade da aplicação desse item, que fere as cláusulas dos contratos de concessão.

Ficou claro no desenvolvimento deste trabalho que o objetivo das concessionárias e dos consumidores em torno do Fator X são contrários. Enquanto um procura maximizar seus lucros e tem o amparo da própria legislação que determina ser fundamental o equilíbrio econômico-financeiro das empresas; por outro lado, os consumidores que buscam sempre a modicidade tarifária admitem que o órgão regulador estará defendendo seus interesses.

A escolha do valor de x deve ser criteriosa, de modo a adotar o valor correto para X e não prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro da firma para o período regulatório. O Fator X não deve ser alto, pois estaria prejudicaria a lucratividade da firma. A manutenção em patamares elevados pode inviabilizar os negocio, embora favoreça os consumidores.

Finalmente, é importante lembrar que o tema desenvolvido pode ser considerado de elevada complexidade, exigindo dedicação e aprofundamento ao assunto para melhor entendimento e obtenção de resultados.

O presente trabalho buscou compreender como se realiza a regulação tarifaria das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, via *price cap* (Fator X), apesar das dificuldades do pesquisador em coletar os dados citados.

Assim, o trabalho teve suas restrições e limitou-se a analisar validade das manifestações das empresas realizadas em audiência pública com o órgão regulador.

REFERÊNCIAS

- ABICALIL, M. T. **A natureza dos serviços de abastecimento de água e esgoto sanitário**. Belo Horizonte: ESAF, 2000.
- ABRADEE. **Nota técnica, revisão tarifária, tópicos de aprimoramento**. Disponível em: <http://www.abradee.org.br>. Acesso em: dez. 2003.
- ALMEIDA, P. E. F. de. A lógica da desverticalização no setor de energia elétrica. **Gazeta Mercantil**. Set. 2002.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Notas técnicas, resoluções normativas, legislações, audiências públicas**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: fev.-nov. 2004.
- BEELEY M, E; LITTLECHILD, S. C. The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom, **Journal of Economics**, n.3, 1989.
- CAPELETTO, J. G. **Regulação de serviços públicos e seus pontos importantes (2001)**. Disponível em: http://www.agergs.rs.gov.br/bibliot/revista/mr3_Acesso em: jul. 2004.
- CERVO, A. L.; BERVIAN, P. A. **Metodologia científica: para uso de estudantes universitários**. 3.ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1983.
- COUTINHO, L. **Considerações sobre a metodologia de cálculo do Fator X na nota técnica ser/aneel numero 214/2003**. Brasília: Ica Consultores, 2004.
- FIANI, F. Jr.. **Teoria da regulação econômica: Estado atual e perspectivas futuras**. [S.l: s.n], 2001.
- GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. São Paulo: Atlas, 1989.
- LAFFONT, J. J.; TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Cambridge: MIT Press, 1993.
- LEONE, G. **Curso de contabilidade de custos**. São Paulo: Atlas, 1997.
- MARSHALL, A. **Princípios de economia**. São Paulo: Abril, 1982.
- MEIRELES, H. L. **Direito administrativo brasileiro**. São Paulo: Malheiros, 1990.
- ONS - Operador Nacional do sistema Elétrico. **Legislação/Regulamentação**. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: set. 2004.
- OLIVEIRA, G. **Parecer sobre a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica**. Disponível em: <http://www.tendencias.com.br> Acesso em: jan. 2004.

PAMPLONA, J. F. A importância do conceito de mercado relevante na análise antitruste . **Jus Navigandi**, Teresina, a.6, n.52, nov. 2001.

PIMENTEL, R. F. **Gestão estratégia e considerações sobre a nova teoria da firma**. 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção)- Universidade Federal Fluminense, Niterói.

PINDICK; R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. São Paulo: Makron Books, 1999.

PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico**: a experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro: IPEA, 1998.

PIRES, P. Jr. **Boletim de Energia**, v.I, n.I, 1999.

PORTER, M. E. What is strategy? **Harvard Business Review**, Nov/Dec, 1996.

QUEIROZ, H. P.; FIANI, F. Jr. **Regulação econômica**. [S.l: s.n], 1999.

RICHARDSON, R. J. *et al.* **Pesquisa social**: métodos e técnicas. 2.ed. São Paulo: Atlas, 1989.

SÁ, A. L. de. Custo de qualidade total, **Boletim**, São Paulo, n.2, 1995.

SABINO, Y. G.; CARONI, E. **A utilização de indicadores técnicos, econômico-financeiros e de qualidade na regulação de serviços de saneamento em Cachoeiro do Itapemirim – ES**. Disponível em: <http://www.ie.ufrrj.br/grc/pdfs>. Acesso em: set. 2004

SANTANA, E. A.(org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1999.

SANTOS, A. H. M. **Metodologia de cálculo do Fator X para a concessionária de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.cerne.com.br>. Acesso em: dez. 2003.

SCHUMPETER, J. **A teoria do desenvolvimento econômico**. Rio de Janeiro: Fundo de Cultura, 1961.

SMITH, A. **A riqueza das nações**. São Paulo. Nova Cultural, 1985.

VARIAN, H. R. **Microeconomia**: princípios básicos. São Paulo, Campus, 1994.