

**Fernando César Ferreira**

***Regulação Econômica, Fronteira Eficiente e Clusters Dinâmicos: Desenvolvimento e Aplicação para o Cálculo do Fator X***

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia de Produção.

Área de Concentração: **Avaliação e Inovação Tecnológica**  
Orientador: **Prof. Edvaldo Alves de Santana, Dr.**

**Florianópolis/ SC, BRASIL**  
**Outubro/2003**

# Fernando César Ferreira

## ***Regulação Econômica, Fronteira Eficiente e Clusters Dinâmicos: Desenvolvimento e Aplicação para o Cálculo do Fator X***

Esta tese foi julgada e aprovada para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia de Produção no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 17 de Outubro de 2003

---

Prof. Edson Pacheco Paladini, *Dr.*  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção

### **Banca Examinadora**

---

Prof. Edvaldo Alves de Santana, *Dr.*  
Universidade Federal de Santa Catarina UFSC  
**Orientador**

---

Prof. José Ângelo Belloni, *Dr.*  
Universidade de Brasília UNB  
**Examinador Externo**

---

Prof. Pedro Paulo Brandão Bramont, *Dr.*  
Universidade Federal de Santa Catarina UFSC  
**Moderador / Examinador**

---

Prof. Bruno Hartmut Kopittke, *Dr.*  
Universidade Federal de Santa Catarina UFSC  
**Examinador**

---

Prof. André Luiz da Silva Leite, *Dr.*  
Universidade Estadual do Sul UNISUL  
**Examinador**

---

Prof. Fernando Monteiro Figueiredo, *Dr.*  
Universidade de Brasília UNB  
**Examinador Externo**

*“O problema é não ter problemas”.*

*Sérgio Porto*

## **AGRADECIMENTOS**

---

À minha mãe (dona Ieda), por ter dado início a tudo quando me trouxe para este mundo;

À Rose pela força nos momentos difíceis e por ter sido a primeira a acreditar que eu seria capaz;

Aos meus filhos (Thiago, Fernanda, Lorena, Bárbara e Marcelo), e que sirva de exemplo;

Ao professor Carlos Bana e Costa, que foi, na prática, meu maior parceiro e orientador, mesmo estando do outro lado do Atlântico;

Ao meu amigo Eliézer Teixeira, que dedicadamente me ajudou a consertar os equívocos ortográficos das primeiras versões deste trabalho;

Ao meu amigo, professor Cláudio Maya, por não deixar eu esquecer que este não era só um trabalho para a Academia, mas para, principalmente, contribuir nas lides da regulação;

Ao Simões que foi o primeiro a me dar uma oportunidade de conhecer o assunto que acabou por ser objeto do trabalho;

Ao César Gonçalves, por ter acreditado na minha capacidade de utilizar instrumentos científicos para resolver problemas práticos de regulação;

Aos meus amigos Ricardo Romano, Eduardo Velho, Belarmino e Maurício Abi Chahin, pela colaboração e presteza quando lhes solicitei algum tipo de informação;

À ANEEL por ter fornecido os dados que possibilitaram a aplicação deste trabalho;

À equipe da secretaria do EPS (todos os funcionários) pela dedicação e interesse em resolver todos os problemas, que não foram poucos, durante o processo de defesa deste trabalho;

À banca examinadora formada pelos professores André Luiz, Bruno, Belloni, Fernando Figueiredo e Pedro Paulo;

À todos aqueles que não acreditavam que eu fosse capaz, pois foram importantes para que eu acreditasse mais.

## RESUMO

---

FERREIRA, F.C., Regulação Econômica, Fronteira Eficiente e Clusters Dinâmicos: Desenvolvimento e Aplicação para o Cálculo do Fator X. **Tese de Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas** – PPGE/UFSC, Florianópolis, 2003.

Este trabalho apresenta uma sistemática que combina eficientemente um conjunto de métodos e técnicas, visando o aperfeiçoamento das avaliações de desempenho das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica. Introduce o conceito de *clusters* dinâmicos, para, por meio de *benchmark*, identificar grupos de empresas operacionalmente comparáveis. Trata a qualidade, endogenamente, como uma variável decisiva nas alterações dos custos gerenciáveis. Avalia a eficiência sob os pontos de vista operacional e técnico, propiciando uma visão mais abrangente e precisa da performance das empresas, o que permite determinar um valor mais adequado para o fator X.

Palavras Chave: Desempenho, avaliações, fator X.

## ABSTRACT

---

FERREIRA, F.C., Regulação Econômica, Fronteira Eficiente e Clusters Dinâmicos: Desenvolvimento e Aplicação para o Cálculo do Fator X. **Tese de Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas** – PPGE/UFSC, Florianópolis, 2003.

This work presents a procedure that efficiently joints a set of methods and techniques seeking to improve the performance evaluations of Brazilian utilities. It introduces the idea of dynamics clusters to, by benchmarking, identify groups of comparables utilities. It discusses quality as a decisive variable to change the operational costs. It evaluates the efficiency under the operational and technical points of view, providing a wide and accurate vision of the utilities performance, thus allowing a more adequate value of the X factor to be set.

Key words: Performance, evaluations, X factor.

# SUMÁRIO

## **CAPÍTULO 1**

1.	INTRODUÇÃO .....	15
1.1	Principais Considerações .....	15
1.2	Importância e Justificativa do Trabalho .....	18
1.3	Premissa Básica da Tese .....	19
1.4	Definições dos Objetivos .....	20
1.5	Estrutura do Trabalho .....	20
1.6	Aspectos Metodológicos .....	21

## **CAPÍTULO 2**

2.	ANÁLISE DO REFERENCIAL TEÓRICO .....	22
2.1	A Importância da Regulação .....	22
2.2	A Experiência Internacional em Regulação .....	23
2.3	Os Métodos de Regulação mais Utilizados .....	25
2.3.1	O Sistema por Preço limite ( <i>Price Cap</i> ) .....	27
2.4	Técnicas de Comparação ( <i>benchmark</i> ) .....	28
2.5	O Fator X na Experiência Internacional .....	30
2.6	Sistema de Regulação Tarifária Aplicado no Brasil .....	32
2.6.1	Ajuste por Revisão Periódica .....	33
2.6.2	O Reajuste Tarifário .....	36
2.6.3	O Ajuste por Revisão Extraordinária .....	38
2.7	O Fator X no Brasil (2001 a 2003) .....	39
2.7.1	O Fator X na Revisão de 2001 .....	40
2.8	Conclusão .....	49

## **CAPÍTULO 3**

3.	DESENVOLVIMENTO DA SISTEMÁTICA .....	51
3.1	Considerações Iniciais .....	51
3.2	A Formulação de uma Nova Sistemática .....	52

3.3	Principais Pressupostos .....	53
3.4	Medida da Eficiência Relativa Operacional .....	55
3.4.1	A Técnica DEA ( <i>Data Envelopment Analysis</i> ) .....	55
3.5	Medida da Eficiência Técnica .....	58
3.5.1	Avaliação da PTF no Setor Elétrico .....	59
3.5.1.1	O Índice de Malmquist.....	59
3.6	Medida da Qualidade.....	62
3.6.1	Aspectos da Qualidade como Produto no modelo DEA .....	63
3.6.2	Modelos MCDA para a Qualidade .....	63
3.6.2.1	Identificação e Operacionalização dos Pontos de Vista.....	68
3.7	Clusters de Similaridade.....	69
3.7.1	Consideração Sobre os Clusters .....	69
3.7.2	Clusters Dinâmicos .....	71
3.8	O Fator X.....	73
3.9	Conclusão do Capítulo 3 .....	75

## **CAPÍTULO 4**

4.	APLICAÇÃO DA SISTEMÁTICA DESENVOLVIDA.....	77
4.1	Os Dados Utilizados .....	77
4.2	Escolha das Variáveis .....	79
4.2.1	Variáveis de Entrada (insumos).....	79
4.2.2	Variáveis de Saída (produtos) .....	80
4.2.2.1	Análise de Correlação das Variáveis.....	84
4.2.2.2	Tratamento da Variáveis Monetárias.....	87
4.3	Determinação da Qualidade (QL) .....	89
4.3.1	Descritores dos Pontos de Vistas Fundamentais .....	89
4.3.1.1	PVF 1 – Descritor da Duração da Interrupção da Energia (DEC) .....	90
4.3.1.2	PVF 2 – Descritor da Frequência da Interrupção da Energia (FEC).....	91
4.3.1.3	PVF 3 – Descritor do Índice de Satisfação do Consumidor (IASC).....	91
4.3.2	Crítérios para Definição dos Limiares (Bom e Neutro).....	92
4.3.3	As Matrizes Semânticas .....	93
4.3.3	Taxas de Harmonização.....	97
4.3.4	Resultados da Avaliação da Qualidade .....	98
4.4	Identificação dos <i>Clusters</i> Dinâmicos .....	101

4.4.1	<i>Clusters</i> com Controle pelo Custo Unitário da Energia.....	101
4.4.2	<i>Clusters</i> com Controle pelo Custo Unitário por Consumidor .....	102
4.4.3	<i>Clusters</i> com Controle pelo Custo Unitário por Energia Vendida e por Custo Unitário por Consumidor .....	104
4.5	Dados para o Cálculo da Eficiência Operacional.....	106
4.5.1	Dados para o Cálculo da Eficiência Operacional.....	106
4.5.2	Roteiro de Cálculo .....	107
4.5	Cálculo da Eficiência Técnica (XS).....	111
4.7	Cálculo do Fator X.....	116
4.6	Conclusão do Capítulo .....	119

## **CAPÍTULO 5**

5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	120
----	---------------------------------	-----

### ANEXO I

Valores da Qualidade para o Ano de 2001 .....	128
---	-----

### ANEXO II

Variáveis Insumos e Produtos, Deflação de Valores.....	130
--	-----

### ANEXO III

Resultado do Cálculo dos <i>Clusters</i> Dinâmicos.....	135
---	-----

# LISTA DE TABELAS

---

Tabela 3.1 Resumo das Principais Contribuições aos Modelos Existentes .....	76
Tabela 4.1 Representatividade da Amostra das Empresas Seleccionadas .....	78
Tabela 4.2 Proporção de Consumidores Residenciais por Empresa .....	83
Tabela 4.3- Variáveis Básicas para o Conjunto de Concessionárias Considerado .....	84
Tabela 4.4 - Matriz de Correlação entre as Variáveis .....	85
Tabela 4.5 Insumos e Produtos Sugeridos na Literatura Especializada .....	86
Tabela 4.6 Indexadores dos Insumos .....	89
Tabela 4.7. Matriz de Descritores do PVF1 – DEC .....	90
Tabela 4.8. Matriz de Descritores do PVF2 – FEC.....	91
Tabela 4.9. Matriz de Descritores do PVF3 – IASC .....	91
Tabela 4.10. Tabela de Distribuição do DEC .....	92
Tabela 4.11 Tabela de Distribuição do FEC.....	92
Tabela 4.12 Tabela de Distribuição do IASC.....	93
Tabela 4.13. Matriz de Juízo de Valor do DEC - (Linear) .....	94
Tabela 4.14 – Matriz de Juízo de Valor do FEC – (Linear) .....	95
Tabela 4.15 – Matriz de Juízo de Valor – (IASC) – (Linear).....	96
Tabela 4.16 Matriz de Dominância dos PVF's .....	97
Tabela 4.17 – Matriz de Juízo de Valor – Taxas de Harmonização (Linear).....	98
Tabela 4.18 Valores da Qualidade para o Modelo DEA.....	100
Tabela 4.19 Matriz com Controle pelo Custo Unitário da Energia.....	102
Tabela 4.20 Matriz com Controle pelo Custo Unitário por Consumidor.....	103
Tabela 4.21 Matriz com Duas Variáveis de Controle (CG/EV e CG/NC) .....	105
Tabela 4.22 Dados das Concessionárias para Cálculo do XO.....	107
Tabela 4.23 Escore da Empresa 2S, calculado com o <i>Software</i> EMS .....	108
Tabela 4.24 Resultados dos Escores das Empresas .....	109

Tabela 4.25 Resultados do XO em % ao ano .....	110
Tabela 4.26 – Variação da Eficiência Técnica no Período de 1998 a 1999. ....	113
Tabela 4.27 – Variação da Eficiência Técnica no Período de 1999 a 2000. ....	114
Tabela 4.28 – Variação da Eficiência Técnica no Período de 2000 a 2001 .....	115
Tabela 4.29. Cálculo do Fator $X_j$ .....	118
Tabela 1.1. Valores da Qualidade Medida pela ANEEL em 2001 .....	129
Tabela 2.2 - Correção das Variáveis no Ano de 1999. (Fonte: ANEEL 2003).....	131
Tabela 2.3 - Correção das Variáveis no Ano de 2000 (Fonte ANEEL 2003).....	132
Tabela 2.4 - Correção das Variáveis no Ano de 2001 (Fonte ANEEL 2003).....	133
Tabela 2.5 – Série de Indicadores de Preços.....	134
Tabela 3.1 Custo Unitário por Energia Vendida – base para Cluster dinâmico.....	136
Tabela 3.2 Custo Unitário por Consumidor – base para Cluster dinâmico.....	137

# LISTA DE FIGURAS

---

Figura 2.1 - Avaliação do Coeficiente de Prêmio por Eficácia.....	46
Figura 3.1 Preços e Produtividade .....	54
Figura 3.3 – Expansão da Fronteira Eficiente .....	62
Figura 3.5 Matriz Semântica Típica do <i>Macbeth</i> .....	67
Figura 3.6 Estrutura de Verificação da Qualidade ( <i>Macbeth</i> ).....	69
Figura 3.7 Clusters Fixos .....	70
Figura 3.8 - Clusters Dinâmicos .....	72
Figura 3.9 Rotina de Cálculo para Determinar o Fator X .....	73
Figura 4.2 Função de Valor do PVF 1 – DEC ( <i>Macbeth</i> ) .....	94
Figura 4.3 Função de Valor do PVF 2 - FEC - ( <i>Macbeth</i> ) .....	95
Figura 4.4 Função de Valor do PVF 3 – IASC ( <i>Macbeth</i> ).....	96
Figura 4.5 Entradas e Saídas para o Cálculo da Eficiência Operacional (XO).....	106
Figura 4.6 Entradas e Saídas do Modelo para Cálculo da Eficiência Técnica (XS) .....	111

# GLOSSÁRIO

---

**Ano Teste** – Ano escolhido para proceder os cálculos relativos a revisão periódica, podendo ser histórico, projetado ou um misto destes.

**Benchmark** – Comparar relativamente a uma melhor prática.

**CG** – Custo Operacional Gerenciável.

**CNE** – Comissão Nacional de Energia ( do Chile).

**COLS** – Corrected Ordinary Least Square – (Método de Regressão Linear utilizando a Técnica dos Mínimos Quadrados).

**COS** – Cost of Service.

**Cost-driver** – São despesas que podem alterar o custo operacional gerenciável.

**Custo Regulatório** – Custo atribuído ao órgão regulador no desempenho das suas atividades de controle sobre os agentes regulados.

**DEA** – Data Envelopment Analysis ( Envoltória de Dados).

**DEC** – Medida de duração da falta de fornecimento de energia (medida em h/ano).

**DMU** – Decision Management Unit ( pode ser entendida como uma unidade de produção, no trabalho representa uma concessionária).

**EEF** – Equilíbrio Econômico Financeiro (conceito relativo à manutenção das condições financeiras e econômicas da assinatura do contrato).

**Empresa Modelo** – Metodologia para fixar os custos operacionais das empresas no setor elétrico, a partir de uma empresa padrão adaptada para uma região específica.

**EMS** – Efficiency Measurement System (Software com licença para uso acadêmico que serve para calcular o DEA).

**Eqüalização Tarifária** – Homogeneização dos preços das tarifas

**ER** – Extensão da Rede ( rede física de uma concessionária, rural ou urbana)

**Escelsa/SA** - Centrais Elétricas do Espírito Santo S.A.

**EV** – Energia Vendida (referente ao consumo em MWh ).

**FEC** – Medida de número de vezes que a energia falta ao consumidor.

**FERC** – Federal Energy Regulatory Commission (Regulador Federal Americano de Transporte Interestadual de Energia).

**IGPM** – Índice Geral de Preços (base para cálculo dos preços da energia elétrica).

**INPC** – Índice Nacional de Preços ao Consumidor (base para cálculo de salários).

**IPCA** – Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

**MACBETH** – Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evolution Technique (software utilizado para avaliar o índice de qualidade).

**MAPSE** - Modelo de Avaliação da Produtividade e Determinação do Fator X no Setor Elétrico Brasileiro.

**MNR** - Mercado não Regulado (Economia como um todo).

**MR** – Mercado Regulado (no caso o setor elétrico).

**NC** – Número de Consumidores ligados a rede da concessionária.

**NGC** – National Grid Company (Companhia responsável pela transmissão de energia elétrica no Reino Unido).

**PBR** – Performance Based Regulation (regulação por incentivo).

**Price Cap** – Regime regulatório por cobertura de preços (preços limites).

**QL** – Qualidade (variável que agrega os aspectos da qualidade neste trabalho).

**Regulação Tarifária** – Ato de legislar e controlar as tarifas de um serviço regulado.

**ROR** – Rate of Return (regime de regulação tarifária com base na garantia da taxa de retorno sobre o investimento).

**RPI** – Retail Price Index (índice de preços no varejo – similar ao IPCA).

**SFA** – Stochastic Frontier Analysis.

**TFP** – Total Factor Productivity ( Produtividade Total dos Fatores - PTF).

**Yardstick** – Regulação por comparação média de custos de empresas similares.

# Capítulo 1

---

## 1. INTRODUÇÃO

Neste primeiro capítulo descreve-se a importância e as justificativas para a elaboração do trabalho no contexto atual da regulação do setor elétrico brasileiro e define-se os objetivos e premissas estabelecidos como ponto de partida. Trata-se ainda, dos aspectos metodológicos e descreve-se a estrutura seqüencial da tese.

### 1.1 Principais Considerações

A venda da primeira empresa distribuidora de energia elétrica brasileira aconteceu no ano de 1996<sup>1</sup>. Entretanto, o processo de privatização já vinha sendo amadurecido desde 1993, com o advento da Lei n° 8.631, de 4 de março daquele ano, que fixava novos níveis para as tarifas do serviço de fornecimento de energia elétrica e extinguiu o regime de remuneração garantida. A partir dessa lei, as tarifas passaram a ser calculadas em função da necessidade de cobertura dos custos das concessionárias, individualmente, num processo que ficou conhecido como “deseqüalização tarifária”.

O fim do sistema de tarifas homogêneas foi apenas um dos passos dados no sentido de incentivar a entrada do capital privado no setor. Porém, outros atrativos eram necessários. Um deles, e talvez o mais importante, era encontrar uma maneira de romper com a forma de regulação até então praticada, pelo custo e com taxa de retorno garantida, e que não servia de incentivo para as empresas distribuidoras de energia elétrica aumentarem sua eficiência.

Então, para superar os problemas de ineficiência no setor optou-se por um modelo de regulação por cobertura de preços. Esta nova forma de tratar com os reajustes de tarifas mostrava-se mais adequada aos propósitos de tornar o setor

---

<sup>1</sup> A primeira empresa privatizada foi a Escelsa/SA e ocorreu sem a existência de um contrato formal que fixasse as normas para os reajustes e as revisões das tarifas. A empresa, só assinou o contrato na segunda revisão, em 2001.

elétrico mais eficiente, principalmente porque contemplava um período maior entre as revisões (em média, quatro anos), enquanto que a regulação por custos tinha seus preços revisados anualmente. Em função deste maior prazo de cobertura espera-se alcançar, pelo menos, três vantagens da regulação por limite de preços sobre o a regulação por custos (LITTLECHILD, 2000):

- 1) um menor custo regulatório;
- 2) facilitar às empresas a elaboração de planos de longo prazo; e
- 3) permitir às empresas a manutenção de ganhos de produtividade por um prazo mais elevado entre as revisões.

Na prática, o que houve foi uma mudança do foco regulatório da esfera dos custos para a dos preços, concomitantemente com a transferência da responsabilidade pelo gerenciamento da diferença entre preço e custo para as empresas reguladas. Isto evitava que o regulador mantivesse estruturas funcionais dedicadas a fiscalizar as ações gerenciais da empresa regulada, o que era comum no antigo sistema da regulação por custos. Entretanto, administrar preços limites não é o suficiente. Ao regulador sobrou, ainda, a responsabilidade de criar mecanismos, no mercado regulado, capazes de simular um mercado competitivo. Em síntese, a questão que se impunha era: como regular e garantir, ao mesmo tempo, a queda dos preços dos serviços com melhoria da qualidade.

Sob o ponto de vista de mercado, a idéia principal nos modelos por *preço limite* é permitir o ajuste dos preços pela inflação, descontada de um coeficiente de produtividade ( $X$ ) que não cause desequilíbrio entre as receitas e os custos da concessionária, entre as revisões tarifárias periódicas, e seja capaz de manter o poder de compra das tarifas, (LITTLECHILD, 1983).

Para isto, a regulação por incentivo<sup>2</sup> ( $RPI-X$  – *Retail Price Index* –  $X$ ), ou seja, Índice de Preço ao Varejo menos  $X$ , se adapta de forma consistente, porque limita os preços praticados pelas empresas, mas permite que estas retenham as

---

<sup>2</sup> Em resumo, a regulação por incentivos é uma regulação baseada em práticas de recompensa e penalidades.

economias decorrentes de melhorias de eficiência até a revisão tarifária periódica subsequente, possibilitando a ampliação de seus ganhos, o que se daria por meio da aplicação do excedente em outros mercados que ofereçam taxas mais atrativas ao capital.

Segundo Littlechid (2000), as vantagens da regulação por cobertura de preços sobre a regulação por reposição de custos reside no fato de os consumidores conhecerem o tempo que devem esperar para repartir os ganhos de produtividade com as empresas, a proteção dos investimentos contra a inflação e incentivos para a redução dos custos operacionais.

Contratualmente, o ajuste das tarifas é pré-estabelecido em função de algum índice de preços praticado no mercado. Contudo, o valor de  $X$  pode variar segundo diversos fatores, como por exemplo, a expectativa de avanço tecnológico, o crescimento da demanda, investimentos em infra-estrutura e custos adicionais com a melhoria da qualidade<sup>3</sup>. O que se observa, em função disso, é que a variação do  $X$  é mais elevada, sobretudo naqueles setores onde os avanços tecnológicos resultam em reduções dos custos, ou onde existem economias de escala mais significativas.

Ademais, além de servir para repartição dos ganhos de produtividade para acionistas e consumidores, o fator  $X$  desempenha um papel importante para efeito do aperfeiçoamento regulatório.

Registre-se que, ao longo da construção deste trabalho, foram produzidos relatórios técnicos que resultaram na aplicação prática parcial das propostas contidas na abordagem aqui proposta. Por exemplo, a concepção teórica do modelo de cálculo do fator  $X$ , aplicado na revisão periódica de 2001, deriva desses trabalhos<sup>4</sup>, os quais foram desenvolvidos em cooperação com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD).

---

<sup>3</sup> Nestas condições, alguns órgãos reguladores permitem acréscimos nas tarifas para cobrir custos com metas de produtividade ou custos operacionais não previsíveis em contrato.

<sup>4</sup> Contratos para desenvolvimento de metodologias dedicadas ao apoio das atividades de regulação, ANEEL/PNUD/SRE/1998-2002.

## 1.2 Importância e Justificativa do Trabalho

Atualmente, o setor elétrico brasileiro depende preponderantemente dos investimentos privados (internos e externos) para dar resposta ao mercado que se expande a uma taxa relativamente elevada, quando comparada aos padrões observados nos demais países em desenvolvimento. A tarefa de atrair tais investimentos passa pela compreensão de que é necessário estabelecer regras claras e seguras para a reprodução do capital que está sob a regulação do Estado. Assim, dentre os procedimentos estabelecidos nos contratos de concessão, um dos que mais preocupa os investidores é a determinação do fator X, basicamente porque esta foi uma das poucas variáveis que não foi definida no momento da assinatura dos contratos de concessão. Este fato acabou por se tornar um alimentador de incertezas, tanto para as empresas concessionárias (que temem perder receita) quanto para os consumidores (que sempre esperam compartilhar uma fatia maior dos ganhos de produtividade gerados dentro do setor).

Por tudo isto, uma boa avaliação do desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica, nas revisões periódicas, é condição indispensável para a fixação do nível apropriado das tarifas. Além disso, o momento mais oportuno para criar um ambiente de confiança mútua entre os agentes é justamente no processo de revisão periódica, ocasião em que, por intermédio da negociação entre as partes, é possível repactuar os compromissos contratuais. Por isso, nessa oportunidade, a utilização de métodos científicos para apoiar o processo decisório cresce de importância, porque ajuda a dar credibilidade às decisões, reduzindo possíveis arbitrariedades que venham ser praticadas pelo regulador.

Destaque-se, além disso, que tem caráter restritivo, em termos de regulação econômica, o tratamento das variáveis. Como ressalta Santana (2002), na regulação por incentivo muitas vezes o regulador prioriza um pequeno número de variáveis, em geral facilmente quantificáveis, e deixa em segundo plano outras que seriam igualmente importantes. No setor elétrico brasileiro, não obstante as distribuidoras possuírem metas de qualidade para serem atingidas, esta variável, por sérias limitações quanto ao seu tratamento quantitativo, não vem sendo considerada endogenamente no modelo de determinação do fator X. A abordagem do problema

por meio da combinação de diferentes conceitos (como DEA, múltiplos critérios e técnica de *clusters*) procura superar tais limitações.

Assim, a relevância deste trabalho reside, exatamente no fato de contribuir cientificamente no aperfeiçoamento das práticas utilizadas nas revisões periódicas, notadamente naquelas que se dedicam à avaliação da produtividade e na fixação do fator X. Há de se considerar ainda que, por vezes, um pequeno erro na determinação das metas de produtividade pode representar um grande prejuízo para os agentes, principalmente para aquelas empresas que estão trabalhando com a margem de lucros muito reduzida, ou que já enfrentam dificuldades financeiras devido a endividamentos excessivos ou até mesmo pela crescente inadimplência dos consumidores, especialmente em áreas socialmente menos assistidas. Também, um erro na fixação do fator X pode significar prejuízos aos consumidores (maiores tarifas).

Para tal, apresenta-se um modelo que se adapta às necessidades e condições específicas do Brasil, principalmente para ser utilizado nos casos onde exista a necessidade de avaliar um conjunto de empresas distribuidoras.

### **1.3 Premissa Básica da Tese**

Parte-se da premissa de que o modelo de avaliação utilizado atualmente pelo regulador do setor elétrico brasileiro pode ser aperfeiçoado, em termos de precisão e de abrangência, isto é, reavaliado com dados precisos para utilização em todo o conjunto de concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Para tanto, neste trabalho é proposta uma abordagem que incorpora um conjunto de técnicas de avaliação mais adequadas ao tipo de regulação praticada no Brasil, proporcionando uma visão mais abrangente do desempenho do setor como um todo e das empresas, individualmente.

## 1.4 Definições dos Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma sistemática de avaliação dos ganhos de produtividade e a fixação do fator  $X$  para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica brasileiras por intermédio de técnicas de avaliação de desempenho relativo, considerando, ao mesmo tempo, os aspectos quantitativos e qualitativos.

Os objetivos específicos desta tese podem ser descritos como sendo:

- 1) introduzir a qualidade no processo de cálculo da eficiência, tratando-a endogenamente, na sistemática de avaliação;
- 2) identificar as (in)eficiências operacionais relativas, medindo a relação entre os insumos e os produtos físicos das concessionárias;
- 3) identificar grupos de similaridade em função da capacidade de combinar os recursos das distribuidoras;
- 4) identificar os ganhos de eficiência técnica do setor elétrico a partir do cálculo da produtividade total dos fatores; e
- 5) sugerir um valor para o fator  $X$ , em função da sistemática proposta.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

Este primeiro capítulo identifica a necessidade da elaboração de uma nova abordagem de avaliação da produtividade, determinação do fator  $X$  e destaca o objeto da pesquisa. No Capítulo 2, apresenta-se as referências teóricas que possibilitaram a definição do problema em questão e o objeto do trabalho. Em tal capítulo são analisadas as principais publicações sobre os métodos de regulação e avaliação da produtividade no mercado de energia elétrica. Descreve-se também os métodos de regulação mais utilizados, os principais mecanismos de ajuste de preços nas tarifas, as técnicas de *benchmark* e o fator  $X$  na experiência mundial, bem como a sua relação com o equilíbrio econômico financeiro e o incentivo à melhoria da produtividade. Trata-se, também, do equacionamento da produtividade nas revisões

periódicas efetuadas no setor elétrico, por intermédio da análise dos modelos aplicados na prática.

No Capítulo 3 é apresentado o suporte teórico para uma nova abordagem na determinação do fator X, a qual enriquece as práticas e complementa os métodos atualmente em uso no setor elétrico brasileiro. No Capítulo 4 é feita uma aplicação da sistemática proposta, procedendo-se uma breve análise dos resultados decorrentes. No Capítulo 5 expõe-se as conclusões e recomendações consideradas mais relevantes.

## **1.6 Aspectos Metodológicos**

Sob o ponto de vista metodológico, o trabalho desenvolvido possui duas naturezas básicas. Ele é aplicativo, tendo em vista que busca a compatibilidade de uma forma de abordar um problema a partir de uma aplicação com dados reais. O trabalho também é de ordem conceitual, uma vez que estabelece um caminho teórico alternativo para o equacionamento de um problema típico de regulação econômica, que é o tratamento de variáveis para efeito da determinação do fator X.

As principais fontes de dados regulatórios para a aplicação efetuada foram relatórios oficiais da própria Agência Reguladora, os quais, para todas as empresas, são utilizados no processo de reajuste ou de revisão das tarifas. Ainda que não tenha sido um aspecto relevante em termos de consolidação da sistemática desenvolvida, a consistência de alguns resultados foi discutida com especialistas da Agência, o que ocorreu em três encontros previamente marcados.

Por outro lado, o referencial teórico acerca do tema aqui tratado foi pesquisado em textos de pelo menos cinco naturezas conceituais: regulação econômica, onde se discute o desenvolvimento recente e sua aplicação; programação matemática, na qual se buscou os fundamentos teóricos do envelopamento de dados; teoria da fronteira eficiente, que é a mais relevante aplicação para o DEA; técnica dos *clusters*, onde se buscou os conceitos para a aplicação do princípio de *benchmark*; e teoria dos múltiplos critérios, que é uma alternativa consagrada para o tratamento de variáveis qualitativas.

# Capítulo 2

---

## 2. ANÁLISE DO REFERENCIAL TEÓRICO

A formulação de teorias para avaliar o desempenho de setores sob regulação é um assunto relativamente novo. Entretanto, a matéria tem suscitado excelentes trabalhos em nível mundial, embora poucos tenham tido a oportunidade de apresentar aplicações práticas de suas propostas. Isto é justificável pelo caráter de sigilo que ainda prevalece nas decisões dos órgãos reguladores. Este capítulo traz uma breve descrição das abordagens mais utilizadas e/ou sugeridas na literatura especializada, descreve a importância do sistema de preço limite, as técnicas de *benchmark* e relata qual o modelo regulatório adotado no Brasil e suas condições contratuais para ajustar as tarifas de energia elétrica. Descreve, adicionalmente, o modelo utilizado para calcular o fator X, na revisão de 2001.

### 2.1 A Importância da Regulação

A regulação é um instrumento de controle importante por permitir a administração de mercados com características monopolísticas e oligopolísticas, nos quais as empresas poderiam praticar preços abusivos em detrimento de uma produção mais elevada ou de um melhor nível de qualidade.

Assim, a atuação regulatória sobre tais estruturas produtivas vem no sentido de, por um lado, provocar a redução dos preços, o que seria natural caso existisse a concorrência, para proteger os consumidores, e, por outro lado, para incentivar os investimentos privados. Ou seja, segundo a visão de Ferreira (2000) a regulação “... *trata-se de um processo dinâmico, sem fim em si mesmo, com a finalidade de criar condições para que uma estrutura de mercado não competitiva transforme-se em uma estrutura competitiva*”, (pg. 6).

Para Villela e Maciel (1999), a regulação se constitui no “... *estabelecimento de meios para exercer o controle social por meio de regras explicitadas em leis, decretos, concessões, decisões de órgãos reguladores etc...*”. (pg.16). Isto é, o detalhamento de todo um procedimento formal que se concretiza a

partir da pressão dos usuários sobre setores regulados da infra-estrutura, que normalmente se caracterizam por:

- apresentar tecnologias que elegem investimentos do tipo *sunk costs*, ou seja, custos não recuperáveis, como redes de distribuição e transmissão;
- normalmente possuir condições propícias à existência de monopólio natural, seja por necessidade de economias de escala ou de escopo;
- revelar a presença de externalidades na produção dos bens; e
- apresentar consumo em grande escala, com demanda rígida, pela existência de contratos de concessão dos serviços.

## 2.2 A Experiência Internacional em Regulação

Segundo Crew & Kleindorfer (1996), o interesse recente na regulação não se deve unicamente a novas contribuições da teoria econômica, uma vez que se tem observado que a necessidade de soluções práticas tem resultado na implementação de planos de regulação que não necessariamente estão alinhados com a teoria.

Por outro lado, para Jamasb & Pollitt (2000), as novas técnicas de regulação são ainda uma alternativa às tradicionais técnicas de *rate-of-return* (ROR) ou *cost-of-service* (COS). Atualmente, um procedimento que se tornou comum é utilizar medidas que permitam a comparação do desempenho relativo a um determinado padrão observado.

Como um dos problemas básicos enfrentados pelos reguladores está na assimetria de informações, os estudos mais recentes têm explorado a possibilidade de obtê-las externamente às empresas reguladas, geralmente por meio de empresas modelos<sup>5</sup> (*benchmark*), da concorrência indireta ou por comparação, o que é

---

<sup>5</sup> O conceito de empresa modelo foi utilizado, inicialmente, no Chile e no Peru. Mais recentemente foi experimentado nas revisões de 2002/2003, para determinar o custo eficiente das concessionárias de distribuição, no Brasil.

conhecido como *yardstick competition*<sup>6</sup>, (RCW, 2002).

Ocorre que a experiência britânica com a regulação das empresas distribuidoras de energia elétrica e também aquelas de saneamento revela muitas dificuldades práticas para a aplicação de um regime regulatório do tipo *yardstick*. Isto é, depois de vários anos, desde a primeira tentativa de regular essas empresas, Armstrong, Cowan e Vickers (1994) constataram que a separação regional permitia melhorar os incentivos regulatórios se fossem utilizadas informações que permitissem a comparação. Porém, os reguladores encontraram muitas dificuldades em incorporar isto na prática.

Nos EUA, por exemplo, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) está revendo seus critérios de regulação de tarifas para as redes de gasodutos, que são baseadas nos custos individuais do serviço, para um tipo de regulação por custos padronizados. Ou seja, optou por monitorar os custos por intermédio de técnicas estatísticas, com base em padrões historicamente observados em outros tipos de serviços regulados, segundo (NERA, 1997).

No setor de telecomunicações americano, a qualidade é cobrada por meio de multas, não sendo considerada na metodologia de cálculo do fator X, mas resulta no ressarcimento direto ao consumidor. Inicialmente, no modelo adotado para o setor elétrico brasileiro, optou-se pelo cumprimento de metas de qualidade, o que tinha por objetivo atrair a atenção das concessionárias para praticarem uma melhor qualidade, dado que isto lhes reduziria alguns pontos percentuais no fator X. Por conseqüência, havia a possibilidade de uma tarifa mais alta no momento da revisão periódica<sup>7</sup>. A partir do ano de 2002, a qualidade foi utilizada no sentido de penalizar as concessionárias que não alcançassem um nível desejado pelo regulador. Isto é, o fator X para aquelas concessionárias que apresentassem baixo desempenho em termos de qualidade seria maior. Cite-se que a qualidade considerada era avaliada somente pelo aspecto do fornecimento do serviço, interrupção e duração da interrupção, respectivamente, em (FCC, 1997).

---

<sup>6</sup> Concorrência por comparação.

<sup>7</sup> Na revisão da Escelsa em 2001, o Fator Q possibilitava à concessionária recuperar até 75% do valor do X descontado na parcela Z, a título de produtividade.

No Canadá, o *Ontario Energy Board* (OEB), publicou em maio de 1999 o “*Report of the OEB performance based regulation task force*” (PBR), um documento que definia a regulação baseada em critério de *yardstick competition* como apropriada para ser utilizada na distribuição de energia elétrica. A metodologia do OEB tinha como objetivo dividir as empresas em grupos comparáveis<sup>8</sup>, criando uma base de dados de custos de operação, manutenção, faturamento, cobrança, administração, gastos de capital, perdas (técnicas e fraudes) e taxas de rentabilidade, com o intuito de elaborar uma série temporal de referência para aplicar integralmente a metodologia de *Performance Based Regulation* (PBR), conforme (HOMBURG, 2001).

No caso da Nova Zelândia, o órgão que regula os serviços de distribuição de gás e de eletricidade obriga as empresas prestadoras de serviços públicos a publicarem informações referentes aos custos operacionais. Esta experiência tem o propósito de monitorar o comportamento das empresas no mercado e o eventual uso de poder monopolista. Deixando, assim, a regulação direta apenas como um instrumento de política alternativa, caso as empresas prestadoras dos serviços adotem práticas monopolistas, em (RCW, 2002).

### **2.3 Os Métodos de Regulação mais Utilizados**

No mundo existem diferentes métodos regulatórios que estão sendo aplicados. Entretanto, nem sempre é fácil identificar um determinado tipo, uma vez que a passagem de um modelo regulatório para outro, nem sempre ocorre com o abandono das práticas anteriores. Em síntese, pode-se citar os principais métodos como segue.

A Taxa de Retorno (ROR), também conhecida como remuneração garantida, permite à empresa cobrir seus custos de operação e do capital investido. Neste método, a principal restrição é a não geração de incentivos à redução de custos e a melhoria da eficiência, o que acaba por premiar as empresas que

---

<sup>8</sup> Os grupos foram caracterizados de acordo com as diferenças geográficas, da densidade de carga, da topografia, do clima e voltagens históricas, da antiguidade das redes, dentre outras.

apresentam maiores custos operacionais. Segundo Jamasb & Pollitt (2000), a ROR provoca ineficiência administrativa, devido à ausência de competição.

O método da Receita Limite regula o máximo de receita permitida que uma empresa pode obter. Sob este tipo de regulação o objetivo do regulador é fornecer incentivos à empresa para maximizar seus lucros pela minimização dos custos, permitindo que essa retenha a economia obtida. Este método é atualmente aplicado no Reino Unido, principalmente na empresa de transmissão *National Grid Company*, pelo trabalho de (THANASSOULIS, 2002).

A Escala Móvel é um método onde a taxa de retorno permitida para cada empresa é comparada com uma outra escala de referência, que obedece um intervalo, previamente determinado pelo regulador. Este método foi utilizado pela primeira vez na Inglaterra em meados do século XIX. Durante o período aplicado, a taxa de retorno vigente poderia variar dentro do intervalo especificado, sem necessidade de qualquer ajuste. Entretanto, caso a taxa de retorno extrapolasse os limites permitidos, pelo regulador, seria ativado um mecanismo de repartição de lucros com o consumidor ou a revisão da taxa, em (SCHMALENSEE, 1979).

O *Yardstick* é um tipo de regulação na qual o desempenho da empresa é comparado a um grupo de empresas similares, que tem como padrão a média dos custos incorridos. Este método foi proposto por Shleifer (1985), com o objetivo de ser empregado para promover a competição indireta entre empresas que operam em mercados geograficamente separados. Weyman-Jones (1995) discutem a complexidade associada a esta técnica, quando aplicada na regulação das companhias de distribuição de energia elétrica. Por sua vez, Sawkins (1995) cita sua funcionalidade e boa aceitação na privatização do setor de águas no Reino Unido.

O Ajuste Parcial de Custos denota os ajustes de preços e as mudanças nos custos operacionais das empresas, baseado em um ano de referência<sup>9</sup>, de tal forma a incentivar a minimização dos nos ajustes periódicos de preços, contanto que estes sejam proporcionalmente menores que as mudanças nos custos.

O método conhecido como Menu de Contratos reduz a assimetria da

informação entre o órgão regulador e a empresa regulada. Neste método, o regulador oferece às empresas um menu de planos de incentivos, desde que se mantenha constante o bem estar do consumidor. Assim, a empresa tem a alternativa de escolher entre um dos planos, desde que a flexibilidade na escolha revele suas preferências pelo aumento do bem estar dos consumidores. Neste caso, um menu de incentivos pode ser projetado de forma que a divisão de lucros da empresa, seja em função do desvio do fator X estabelecido.

As Metas Alvo buscam estreitar os amplos objetivos da regulação com vistas à atingir aspectos mais específicos da operação da empresa. Um dos objetivos deste método é promover eficiência técnica e a melhoria da qualidade dos serviços. Segundo Joskow e Schmalensee (1986), este método distorce a eficiência na alocação de recursos.

Por último, os Esquemas Híbridos são a combinação dos métodos citados anteriormente, não sendo observados de uma forma isolada. Isto é, dependem de considerações práticas e dos vários outros objetivos dos reguladores.

### **2.3.1 O Sistema por Preço limite (*Price Cap*)<sup>10</sup>**

O *price cap* é hoje considerado a mais significativa inovação em termos de regulação, sendo uma alternativa a ROR. Este método, também conhecido como RPI-X, baseia-se na fixação de um preço limite, a ser ajustado anualmente com base no preço praticado no ano anterior, acrescido de um fator de eficiência (fator X), a ser determinado pelo regulador.

Na aplicação do *price cap* pode ser utilizada uma combinação ótima entre critérios prospectivos e retrospectivos. Para Laffont e Tirole (1993) “*a princípio, os preços de cobertura não são determinados pelos custos passados ou pela taxa de retorno. Entretanto, está claro que o desempenho passado das firmas (racionalidade,*

---

<sup>9</sup> Similar ao ano-teste utilizado no setor elétrico brasileiro.

<sup>10</sup> A experiência internacional com o método *price cap*, proposto por Littlechild, iniciou-se nas primeiras privatizações na Grã Bretanha, nos anos 80. Desde então, várias adaptações já foram feitas na regulação de empresas no Reino Unido e em outros países.

*de acordo com a teoria) é usado para revisar os preços de cobertura ... sob a regulação do serviço pelo custo a firma é penalizada por ter apresentado custos eficientes ou ter investido para a redução dos custos” (pg.22).*

Neste regime de regulação pressupõe-se que as empresas sejam maximizadoras de lucros e gerenciem os recursos de forma a otimizá-los. Sob este pressuposto clássico, a responsabilidade da administração dos custos é da empresa, ficando reduzida a carga de trabalho para o regulador nos períodos entre as revisões contratuais. Na prática, a regulação por *Price cap* facilita as tarefas de fiscalização e controle das empresas reguladas (POLLIT, 1995).

Ferreira, Bonini e Gonçalves (2001) dizem que no caso do Brasil, o tipo de regime aplicado atualmente às concessionárias de distribuição procura alinhar os preços monopolistas aos custos prudentemente incursos. Entre as revisões é permitido à concessionária mudar os preços das tarifas, reajustando-os por um índice de preços de mercado (IGPM). Na equação de reajuste dos preços das tarifas, espera-se que o fator X reflita as expectativas de melhorias de eficiência. A qualidade dos serviços é monitorada por intermédio do controle de metas e medições atualizadas, que visam assegurar que as empresas não deixem a qualidade cair à níveis críticos. Isto poderia ocorrer se elas fizessem, entre as revisões, reduções exageradas nos custos operacionais.

## **2.4 Técnicas de Comparação (*benchmark*)**

Se o principal objetivo da regulação é melhorar a eficiência e premiar o desempenho, então se faz importante o acerto na escolha dos *benchmarks* e das técnicas de avaliação das empresas.

Na tentativa de melhorar o conhecimento sobre as empresas, os órgãos reguladores têm adotado diferentes métodos de *benchmark*, os quais podem ser do tipo endógenos (*linked*) ou exógenos (*unlinked*).

Sob o ponto de vista regulatório, para Jamasb & Pollitt (2000) os métodos baseados em fronteiras são mais adequados em estágios iniciais da regulação,

momento em que o principal objetivo é reduzir a diferença de performance entre as empresas, enquanto que, os métodos *average benchmark* são mais apropriados para simular a competição entre empresas com custos relativamente similares, ou quando os dados são insuficientes para se utilizar as técnicas de construção de fronteiras, segundo (WHITEMAN, 1995).

Na prática, os métodos de fronteira por *benchmark* servem para identificar ou estimar a fronteira de desempenho eficiente da melhor prática em uma indústria ou em uma amostra de empresas. Os principais métodos de *benchmark* por fronteira são o *Data Envelopment Analysis* (DEA), o *Corrected Ordinary Least Square* (COLS) e o *Stochastic Frontier Analysis* (SFA).

O DEA é baseado em técnicas de programação linear, enquanto o COLS e SFA são fundamentados em procedimentos estatísticos. De uma maneira geral, estes métodos permitem identificar uma fronteira de eficiência, fornecem um escore para cada empresa analisada, em relação à fronteira, e possibilitam a avaliação da eficiência relativa de cada uma delas com relação à fronteira.

O DEA possui uma vantagem sobre os demais métodos. Não requer a especificação de uma função de produção ou de custo e permite, ainda, calcular e separar as eficiências alocativas e técnicas. Entretanto, o DEA possui o inconveniente de fornecer resultados muito sensíveis aos insumos e aos produtos eleitos para os cálculos, em (AGRELL e BOGETOFT, 2000). Por sua vez, os métodos SFA e COLS requerem a especificação das funções de custo e de produção. No Reino Unido, o método COLS atualmente está sendo utilizado para regular o fornecimento de água e de eletricidade, para (MILIOTI, 1992, THANASSOLIS, 2000). Como destacado em Goto e Tsutsui (1998), no DEA e no COLS todos os desvios em relação à fronteira de eficiência são tidos como devidos às ineficiências. Os escores de eficiência no DEA são mais sensíveis à localização da fronteira formada pelas empresas. Por sua vez o SFA permite a incorporação de erros estocásticos. Conseqüentemente, devido ao fator erro, os escores de eficiência estimados com o SFA são, na prática, maiores do que aqueles estimados com o COLS.

Assim como na regulação por *yardstick*, a média de custos de um grupo de empresas similares pode servir como *benchmark* para uma empresa, em particular.(CARRINGTON. et.al. 2002). Nesta abordagem, todas as empresas de um determinado grupo estão sujeitas ao mesmo preço limite. Uma versão desta abordagem é utilizada no Chile para calcular o valor adicionado para serviços de distribuição.

Existe ainda o método de *sliding scale*, o qual pode ser visto como uma forma de *average benchmark* no sentido de que a ROR está baseada no retorno obtido por empresas operando em ambientes similares.

Outro método baseado em medidas de performance média é o *Total Factor Productivity* (TFP)<sup>11</sup>. Com este método pode-se, por exemplo, utilizar o índice de Tornqvist, o índice de Malmquist, ou funções do tipo Cobb Douglas para estimar o crescimento da produtividade de uma empresa, de uma indústria ou da economia como um todo, (ESAA, 1994).

## 2.5 O Fator X na Experiência Internacional <sup>12</sup>

O que a experiência tem mostrado é que não existe uma metodologia amplamente aceita que possibilite a conversão das medidas de eficiência obtidas, diretamente em um valor para o fator X, que possa ser aplicado a cada empresa.

Para Jamasb e Pollit (2001), os principais motivos desta dificuldade são explicáveis porque:

- caso as diferentes metodologias não forneçam resultados consistentes e robustos, não fica claro qual das medidas é a melhor estimativa do nível de ineficiência; e

---

<sup>11</sup> ESAA. International Performance Measurement, the Australian Electricity Supply Industry 1990-1991. Sydney, 1994.

<sup>12</sup> Baseado na pesquisa realizada por Jamasb e Pollit (2001) entre agências reguladoras de energia elétrica de vários países, desenvolvidos e em via de desenvolvimento, indica que muitos adotaram alguma forma de *benchmark* (Grã-Bretanha, Hungria, Itália, Holanda, Noruega, Espanha, Austrália,

- mesmo que os resultados fossem homogêneos faltaria ainda definir o prazo ao longo do qual as empresas deverão reduzir a distância entre a posição atual e a meta estipulada pelo regulador.

Segundo esses mesmos autores, na Noruega o regulador utiliza um enfoque formal (não divulgado) para converter as medidas de eficiência obtidas em requisitos para melhorar a eficiência. Entre o ano de 1998 e 2001 naquele país observou-se uma redução de 38,2% da distância que separava as empresas ineficientes da fronteira de eficiência. Isto foi considerado como um incentivo para as empresas reduzirem seus custos. Neste caso, um escore de eficiência de 0,70, que significa uma distância de 30% até a fronteira, se traduziu em uma redução de 11,5% nos preços máximos, ou cerca de 3,5% ao ano. A este valor, o regulador resolveu adicionar uma parcela de 1,5%, aplicável a todas as empresas, como forma de representar o avanço técnico esperado. Em 1997, o regulador norueguês estipulou um fator X de 2%, comum a todas as empresas. Em 1998, o valor de X foi 1,5%, em 1999 e 2000 os valores foram de 1,5% e 1,1%, respectivamente, conforme (JAMASB e POLLIT, 2001).

Na Grã-Bretanha, para os anos de 2001 e 2002 o regulador determinou que as empresas com custos mais elevados deveriam cobrir 75% da distância existente entre elas e a fronteira. Basicamente, esta iniciativa fundamentava-se no fato de que as medidas de eficiência poderiam conter erros de cálculos e que as empresas não deveriam ser responsabilizadas por isto. Para estabelecer a receita limite das distribuidoras, na Grã-Bretanha calcula-se o valor presente máximo durante o período de vigência do fator X em estudo. Assim, a receita máxima para cada ano é calculada considerando simultaneamente um nível de preços específico para cada empresa e um fator X. Para cada período, os preços iniciais variam de uma empresa para outra, enquanto que o fator X é o mesmo para todas. Nos anos de 1995 a 1996 e 1999 a 2000, o fator X médio variou na faixa de 12% a 14%, com uma taxa anual de 3% (URI, 2002).

---

Japão, Chile, Colômbia, Índia, etc.) e outros estão considerando adotá-la, brevemente (Austria, Bélgica, Finlândia, França, Irlanda, Suécia, entre outros).

Na Holanda a análise de *bechmarking* e de custos operacionais se traduzem em fatores X entre 2% e 8%. Além disso, supõe-se que toda a ineficiência acima de 8% deve ser eliminada em 3 anos, enquanto que a fronteira do setor deve deslocar-se a uma taxa aproximada de 2% ao ano. Com estes critérios algumas empresas receberam fatores X que atingiram o patamar de até 17%, entre uma revisão e outra (DTE, 2000)

Na Austrália, mais especificamente na Província de New South Wales, não há qualquer mecanismo explícito ou automático de conversão das medidas de eficiência em Fatores X, ficando por conta do órgão regulador arbitrá-los, conforme (CARRINGTON et .al., 2002; WHITEMAN, 199). O mesmo acontece no Chile, onde as tarifas determinadas para a empresa modelo são aplicadas a empresas reais comparáveis<sup>13</sup>. Conforme Goto e Tsutsui (1998). No Estado da Califórnia, a tarifa inicial foi determinada com base nas tarifas de 1996 e para os anos seguintes foram determinados valores para o X de 1.25%, em 1997, 1,4%, em 1998, e 1.6% para o período de 1999 a 2001. Além disso, foi estabelecido um mecanismo de repartição do lucro em torno de 6% da taxa de retorno regulada.

## **2.6 Sistema de Regulação Tarifária Aplicado no Brasil**

As tarifas, em geral, resultam da composição de todos os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva. No caso da energia elétrica, seriam os custos relativos à geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia. Assim, oferecer condições para a reposição desses custos, de tal forma que fique assegurada a saúde econômica e financeira das concessionárias, com remuneração justa ao capital prudentemente investido, concomitantemente com a melhor satisfação do consumidor, faz parte das atribuições do regulador. Para tal, são firmados contratos entre o órgão regulador e as distribuidoras, que no Brasil é chamado de Contrato de Concessão ou Contrato Regulatório.

---

<sup>13</sup> Similar ao conceito de Empresa Modelo, recentemente adotado no Brasil, nas revisões de 2002/2003. Este consiste na definição de custos eficientes definidos para uma determinada empresa, dentro da sua região específica.

No setor elétrico brasileiro, os contratos de concessão pressupõem três mecanismos para refletirem mudanças nos custos das concessionárias, são eles:

- as revisões periódicas, que ocorrem em um período de tempo médio de quatro anos;
- os reajustes tarifários, que ocorrem entre as revisões periódicas, para atualizar os preços das tarifas em função da variação dos custos não gerenciáveis e dos custos gerenciáveis; e
- as revisões extraordinárias, que acontecem por solicitação da empresa ou por exigência do regulador e tem como premissa básica um eventual desequilíbrio econômico-financeiro não esperado.

### **2.6.1 Ajuste por Revisão Periódica**

O processo de revisão periódica consiste de duas etapas:

- reposicionamento tarifário, que tem a função de recompor o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e redefinir o conjunto de compromissos; e
- determinação do fator X, que objetiva o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores, tendo aplicação nos reajustes tarifários precedentes à revisão.

Em geral, o reposicionamento tarifário tem ainda por objetivo secundário propiciar condições para que ocorra eficiência alocativa e distributiva. A eficiência alocativa é obtida quando o regulador estabelece uma tarifa tal que não permita lucros extraordinários<sup>14</sup>, dado que na composição da nova tarifa, a remuneração do capital e a taxa de retorno estão contempladas, conforme (FERREIRA, 2001).

Por outro lado, como previsto em Ferreira et. al. (2001) o reposicionamento tarifário implica tarifas diferentes para distribuidores distintos. Isto é, empresas com

---

<sup>14</sup> Lucro acima do lucro normal para empresas da mesma classe de risco.

menores custos operacionais receberão menores ajustes nas tarifas. Todavia, terão a mesma taxa de retorno sobre o capital investido na atividade, desde que estejam sujeitas à mesma classe de risco das demais.

A eficiência distributiva é alcançada por intermédio do repasse dos ganhos de produtividade acumulados, desde a revisão precedente, para o consumidor final. Esta é mais uma razão para que as empresas tenham tarifas diferenciadas. Ou seja, aquelas que obtiveram maiores ganhos de produtividade terão reajustes tarifários menores. Isto justifica-se uma vez que, a distribuidora que investiu mais em ganhos de eficiência obteve maiores lucros.

Sob o ponto de vista da forma de apuração, o reposicionamento tarifário foi definido pela ANNEL (2001) como sendo obtido “... *pela relação entre os valores da Receita Verificada (RV) e a Receita Requerida (RR), visando atender os requisitos necessários à prestação adequada do serviço de distribuição de energia elétrica na área de concessão*” (pg 2).

A Receita Verificada engloba: as receitas de fornecimento aos consumidores finais, a receita com as vendas a outras concessionárias e outras receitas operacionais. As duas primeiras são apuradas a partir do produto entre as tarifas vigentes e os respectivos mercados calculados para os 12 meses do ano-teste, a critério do regulador. Quanto às outras receitas operacionais, o resultado é apurado ao longo dos 12 meses do ano-teste. A Receita Requerida deve representar a cobertura necessária dos custos operacionais eficientes e proporcionar a adequada remuneração do capital investido na prestação dos serviços de energia elétrica.

Os elementos necessários para a obtenção da Receita Requerida são:

- a definição do Ano-Teste;
- a Base de Remuneração;
- a Receita das Atividades Extra – Concessão;
- a Taxa de Retorno e Estrutura de Capital da Empresa;

- a Despesa Operacional;
- os Encargos Setoriais; e
- a Quota de Reintegração.

É aconselhável que na concepção do fator X, leve-se em consideração os seguintes aspectos:

- a necessidade da concessionária de obter cobertura suficiente para cumprir com o fornecimento dos serviços a um nível de qualidade adequado;
- o crescimento dinâmico do segmento regulado e da economia como um todo; e
- evitar práticas abusivas de preços, assegurando o compartilhamento dos ganhos de produtividade entre os agentes.

Apesar de existirem muitas propostas metodológicas para a fixação do fator X, pelo menos duas abordagens podem ser consideradas como as mais utilizadas: os modelos americano e britânico.

A metodologia americana fundamenta-se no cálculo da produtividade total dos fatores (PTF) e na evolução dos preços do mercado, medidos pela variação dos preços no varejo. O sistema britânico está baseado em um modelo do tipo fluxo de caixa descontado, como valor presente líquido (VPL), onde são contabilizados todos os investimentos alocados nos planos de produção das concessionárias, (POLLIT, 1995).

A abordagem americana, mundialmente conhecida como modelo Bernstein e Sappington (1998), tem sido aplicada em muitos países, embora com maior utilização nos Estados Unidos. Trata-se de uma abordagem que define o valor de X para um determinado setor regulado, usando como *benchmark* a economia como um todo. A metodologia americana requer, adicionalmente, outras análises mais específicas para determinar os ganhos de produtividade entre diferentes empresas. O motivo é que, como já foi visto, cada empresa pode combinar seus recursos,

segundo planos específicos de produção, atingindo individualmente diferentes níveis de produtividade.

Ao contrário do que ocorre no reposicionamento tarifário, que se baseia apenas na leitura do passado da concessionária, a escolha do fator X requer a combinação do conceito olhando para o futuro (*looking-forward*), onde as metas de produtividade são definidas para garantirem o compartilhamento de ganhos de eficiência futuros, com o conceito olhando para trás (*looking-backward*), que considera os de ganhos de eficiência efetivamente alcançados no passado, por (LITTECHILD, 2000).

### **2.6.2 O Reajuste Tarifário**

O reajuste de tarifas no Brasil é previsto na Lei Nº 8.987, de 1995, e disciplinado pela resolução ANEEL nº 270 de 13/08/1998 que, juntamente com as regras de revisão tarifária, se constitui em um dos pilares para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Os contratos de concessão de distribuição e de concessão integrada de geração, transmissão e distribuição definem as condições limites para a exploração econômica da prestação de serviços públicos, dispõem sobre as regras econômicas e, dentre estas, sobre o reajuste de tarifas aos consumidores finais, não optantes pelo regime de livre negociação. O contrato prevê o reajuste tarifário com periodicidade anual, definindo a Data de Referência Anterior (DRA) e a Data de Reajuste em Processamento (DRP).

Os critérios de manutenção dos preços adotados nesses contratos têm por objetivo repor, a cada ano, o poder de compra da tarifa e está fundamentado na variação previsível dos preços dos insumos que sempre integram a composição dos preços das tarifas.

Assim, torna-se possível a inclusão, no próprio contrato, de uma fórmula que contemple a variação do preço de insumos pertinentes à prestação do serviço. Note-se que o reajuste de preços e a atualização financeira não modificam o valor

real do contrato, mas, pelo contrário, destinam-se a assegurar a uniformidade financeira do valor da prestação no tempo.

Convém ressaltar que a versão do *price cap* adotada no setor elétrico brasileiro incorpora o conceito de custos não gerenciáveis e custos gerenciáveis, Parcelas **A** e **B** do contrato de concessão, respectivamente.

A parcela **A** da receita corresponde aos seguintes custos: Quota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; e encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A parcela **B** é obtida pela diferença entre a Receita da concessionária e a parcela **A**, excluído o ICMS.

O reajuste é calculado pela aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), na seguinte forma:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_o \times (IVI \pm X)}{RA} \quad (2.1)$$

onde:

**RA** é a Receita anual calculada, considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

**IVI** é o Número índice obtido pela divisão do índice do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

**X** é o número índice que representa os ganhos de produtividade da concessionária, a serem eventualmente subtraídos ou acrescidos ao **IVI** nos reajustes posteriores às revisões periódicas.

$VPA_0$  é o valor da Parcela **B**, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", sendo calculado pela diferença entre RA e  $VPA_0$ , onde:

$VPA_0$  é o valor da Parcela **A**, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência"; e

$VPA_1$  é o valor da Parcela **A**, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência".

Destaque-se que, neste caso, o **Mercado de Referência** é o mercado de energia assegurada da concessionária, nos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste em processamento;

### 2.6.3 O Ajuste por Revisão Extraordinária

Como já resumido anteriormente, as revisões extraordinárias são atos regulatórios que permitem o repasse, para o consumidor, de determinados custos de geração e custos estipulados pelo Governo (Parcela A) e da inflação geral sobre os custos gerenciáveis da empresa (Parcela B). Na prática, significa o repasse aos consumidores das mudanças nos custos, não incluídos nos reajustes tarifários anuais. Este tipo de revisão tem por objetivo manter o equilíbrio econômico-financeiro (EEF<sup>15</sup>) quando, após análise, se conclua que o mesmo tenha sido prejudicado. Normalmente, essas circunstâncias ocorrem quando há grandes mudanças nos custos das empresas em razão de causas que lhes fogem o controle (e não em decorrência de operações ineficientes ou decisões imprudentes).

Um exemplo prático disto foi a mudança da política cambial brasileira em 1999 e a subsequente desvalorização do Real. As empresas, baseadas na política de câmbio fixo, foram atraídas a fazerem empréstimos no exterior. Com a

---

<sup>15</sup> Embora não exista uma definição de EEF, os contratos de concessão permitem que o órgão regulador considere solicitações das concessionárias relativas a mudanças significativas nos custos.

desvalorização do Real, a despesa efetiva aumentou em função do preço da moeda americana. Uma vez que a taxa de inflação não refletiu plenamente (no curto prazo) o aumento resultante dos custos de energia adquirida e a desvalorização do real, algumas empresas experimentaram prejuízos financeiros e alegaram que seu EEF estava ameaçado. Porém, o regulador indeferiu todos os pedidos.

Embora ainda seja um conceito a ser definido, juridicamente o EEF se refere a uma situação na qual as empresas eficientes recuperam, ao longo do tempo, todos os seus custos econômicos a partir dos preços que podem cobrar dos consumidores em um mercado competitivo. Os custos econômicos incluem não só os custos incorridos na operação e manutenção, mas também um retorno sobre os investimentos que compensa adequadamente os investidores pelos riscos envolvidos nos negócios da empresa. Em um mercado competitivo, as empresas podem mudar seus preços, sujeitas às condições de mercado. Entretanto, no contexto de um setor regulado, o equilíbrio das empresas pode ser afetado pelo órgão regulador mediante o controle na fixação do preço.

## **2.7 O Fator X no Brasil (2001 a 2003)**

Em três oportunidades o setor elétrico brasileiro esteve em processo de revisão de tarifas. A primeira experiência se deu com a Escelsa, que começou em 1998 e estendeu-se até o ano de 1999. A segunda revisão, novamente da Escelsa, aconteceu em 2001, e a terceira começou no ano de 2002, e ainda está em desenvolvimento, em um processo que envolve 64 concessionárias de distribuição.

Na primeira revisão (1998/1999) a ANEEL não divulgou a metodologia para fixar o valor de X. Entretanto, no ano de 2001, não só divulgou como submeteu à Consulta e Audiência Pública o modelo de cálculo do fator X elaborado para essa empresa. Nos processos de 2002 e 2003, foram divulgadas algumas alternativas de modelos para calcular o fator X e, na prática, foi adotada uma metodologia de cálculo baseada no Valor Presente Líquido dos Ativos (VPLA). Esta última metodologia não será analisada em maiores detalhes neste trabalho, por se entender que se trata de uma derivação do modelo de 2001. Isto é, adota a mesma filosofia de manter o

equilíbrio econômico-financeiro do contrato, tal como já havia sido utilizado no cálculo da parcela de produtividade econômica do modelo anterior (2001), com a diferença de que agora foram considerados os investimentos incorporados no ativo operacional.

Sob o ponto de vista técnico, o modelo de 2002/2003 não contribuiu para a melhoria do modelo praticado em 2001. Ao contrário, deixou-se de considerar fatores importantes, os aspectos relativos a qualidade do fornecimento (DEC e FEC).

A seguir apresenta-se, em maiores detalhes, o modelo aplicado pela ANEEL em 2001, na revisão periódica da Escelsa S/A, pela sua importância em termos regulatórios.

### **2.7.1 O Fator X na Revisão de 2001**

O modelo de avaliação da produtividade e fixação do fator X, aplicado pela ANEEL em 2001, na revisão periódica da Escelsa S/A, fundamentava-se na medição dos ganhos de produtividade econômica, resultante da diferença entre as variações nos preços relativos do mercado regulado (setor elétrico) e os preços do mercado não regulado (economia como um todo). O modelo também calculava a produtividade técnica, que foi avaliada em função das variações nas quantidades físicas do produto com relação às variações do insumo trabalho (Homem-hora), por meio do cálculo da produtividade parcial dos fatores (PPF), comparativamente com o crescimento do produto interno bruto (PIB) deflacionado.

No modelo adotado pela ANEEL, o valor de X foi obtido pela soma aritmética das parcelas da produtividade técnica e da produtividade econômica, sendo que a primeira parcela ( $X^p$ ) tinha como multiplicador um coeficiente de prêmio por eficiência técnica e qualitativa ( $\alpha$ ), conforme equação (2.2) a seguir:

$$X = X^p \alpha + X^e \quad (2.2)$$

onde:

X é a produtividade total estimada (fator X);

$X^p$  é a produtividade técnica;

$X^e$  é a produtividade econômica; e

$\alpha$  é o prêmio por eficiência técnica e qualitativa.

A premissa básica para calcular a produtividade econômica consistia em manter as condições de equilíbrio econômico-financeiro (EEF). Tomando-se a teoria microeconômica, o lucro normal da firma é igual à receita menos os custos. Admitindo-se que, no momento do reposicionamento tarifário, a concessionária alcance o EEF (sem excedentes), então pode-se representar o lucro como sendo:

$$L = \{(VPA+VPB) - (VPA+VPBc+VPBr)\} = 0 \quad (2.3)$$

onde:

L é o lucro normal;

VPA é a parcela não gerenciável da receita;

VPB é a parcela dos custos gerenciáveis (VPBc + VPBr);

VPBc é a parcela dos custos gerenciáveis (custos de O&M); e

VPBr é a parcela dos custos gerenciáveis não operacionais (remuneração e encargos).

Pela equação (2.4) abaixo, no reposicionamento tarifário, em condições de equilíbrio, as quantidades e os preços dos insumos e dos produtos deveriam se igualar, para resultar em uma produtividade total igual a um. Assim, considerando as quantidades físicas como sendo constantes ao longo do tempo e estimando as possíveis variações dos preços relativos, obtém-se a produtividade econômica, como segue:

$$X^e(p, w) = \frac{R}{C} = \frac{VPA + VPB}{VPA + VPBc + VPBr} = 1 \quad (2.4)$$

onde:

**R** é a receita requerida;

**C** são os custos operacionais acrescidos da remuneração do capital<sup>16</sup>;

**X<sup>e</sup>** é a produtividade econômica;

**p** é o preço do produto; e

**w** são os preços dos insumos, as demais variáveis já foram antes definidas.

Considerando a premissa de que nos reajustes tarifários anuais (previstos em contrato), a concessionária tem sua tarifa recomposta pelo repasse da variação dos custos não gerenciáveis (VPA) e assumindo-se que a empresa pode gerenciar seus custos operacionais a valores próximos aos praticados no mercado não regulado (economia como um todo), supõe-se razoável que o gerenciamento dos recursos, a longo prazo, eleva a produtividade econômica acima daquela verificada no momento do reposicionamento, isto é, quando  $X^e$  era igual a um, vide equação (2.4). Conseqüentemente, ocorreriam lucros extraordinários, o que faria a concessionária apresentar resultados positivos com relação à posição inicial de equilíbrio econômico-financeiro.

Matematicamente, separando-se as parcelas (gerenciáveis e não gerenciáveis) da equação (2.4), obtém-se a equação (2.5). Para manter o EEF a igualdade unitária na equação (2.5) deve ser preservada no intervalo de tempo entre as revisões periódicas.

$$X^e = \frac{VPA \times (\gamma) + (VPBc + VPBr) \times (X')}{VPA \times (\gamma) + VPBc \times (\Delta INR) + VPBr \times (\Delta IR)} = \frac{R}{C} = 1 \quad (2.5)$$

sendo  $\gamma$  o índice de variação da parcela VPA nos períodos inter-revisionais e onde:

$$X' = IVI - X \quad (2.6)$$

---

<sup>16</sup> A taxa de remuneração do capital é determinada (reavaliada) a cada revisão periódica, com base num estudo do mercado comparativo com outras concessionárias que possuem ações no mercado e apresentam um grau de risco do negócio, similar à empresa em análise.

Rearranjando-se a equação (2.5), obtém-se, finalmente a equação (2.7), para calcular a produtividade econômica como segue:

$$X^e = \frac{(\Delta IR - \Delta INR) \times VPBc}{VPB} \quad (2.7)$$

onde:

**IVI** é igual ao índice IGPM (definido em contrato);

**$\Delta IR$**  é a variação média esperada do índice de preços do mercado regulado (IGPM);

**$\Delta INR$**  é a variação média esperada do índice de preços no mercado não regulado (IPCA);

**$X^e$**  é a produtividade econômica;

$\gamma$  é o índice de variação da parcela VPA nos períodos inter revisões<sup>17</sup>.

Por sua vez, a equação (2.5) sugere que as metas de produtividade são inversamente proporcionais aos ganhos de eficiência históricos da concessionária. Ou seja, as concessionárias que apresentam maiores reduções nos custos operacionais gerenciáveis, no momento do reposicionamento tarifário, seriam recompensadas com a fixação de um  $X$  menor do que aquelas que não foram tão eficientes operacionalmente. Neste caso, as metas futuras de produtividade (previsões) estão indiretamente relacionadas com o desempenho passado (histórico) da concessionária.

Na revisão de 2001, como já dito anteriormente, foi adotado o conceito de produtividade parcial dos fatores (PPF). A produtividade do trabalho, que é um

---

<sup>17</sup> O índice de variação da parcela VPA é determinado pela variação entre os períodos  $t_0$  e  $t_1$ , nos reajustes periódicos, não sendo portanto, um índice observável no mercado, mas uma medida real do crescimento das contas que compõem a parcela VPA. Por exemplo, o aumento dos preços da energia comprada.

método bastante utilizado por exigir menos informações estatísticas possui algumas limitações<sup>18</sup>, comparado ao método da PTF.

No modelo de 2001, a produtividade técnica foi obtida pela relação entre a variação do produto (Energia Vendida em MWh) e a variação da quantidade de trabalho aplicado na produção (Mão de obra em Homens/hora), representada na equação (2.8) que segue:

$$X^t(y, c) = \frac{\Delta M_i}{\Delta H_i} \quad (2.8)$$

onde:

$X^t$  é igual à produtividade técnica da empresa;

$\Delta M$  é a variação da previsão de energia vendida no mercado físico, em MWh;

$\Delta H$  é a variação da quantidade de homens/hora (pessoal e serviço de terceiros);

$n$  é o número de períodos entre as revisões;

$i = 1, 2, \dots, n$ ;

A equação (2.9) estima a variação da produtividade média anual (PPF).

$$\Delta X_m^t = \left( \sum_{i=1}^n \frac{\Delta M_i}{\Delta H_i} \right) \times \frac{1}{n-1} \quad (2.9)$$

$\Delta X_m^t$  é igual a variação da produtividade técnica média da empresa;

$y$  são as quantidades físicas dos produtos; e

$c$  são as quantidades físicas dos insumos.

---

<sup>18</sup> O método da PPF considera apenas o crescimento do produto, relativamente à quantidade de trabalho aplicado ou horas dispendidas, enquanto que o método da PTF considera também os estoques de capital físico e humano na medição. Para Rossi e Ferreira (1999) “Este conceito é mais adequado quando se tem em mente a mensuração da eficiência econômica”. (pg. 5)

Pela equação (2.10) que segue, estimou-se a meta de *produtividade técnica* da concessionária, respeitadas as condições de crescimento de seu mercado e a necessidade de insumos físicos para atendê-lo.

$$X^p = (\Delta X_m^t - \Delta \text{PIB}^d) \quad (2.10)$$

onde:

$X^p$  é a meta de produtividade técnica a ser alcançada em cada ano; e

$\Delta \text{PIB}^d$  é à variação do produto interno bruto deflacionado.

O modelo adotado para a revisão periódica da Escelsa também previa um coeficiente de prêmio por eficiência técnica e qualitativa ( $\alpha$ ), avaliado em função do desempenho da concessionária em relação às metas de qualidade<sup>19</sup> no ano-teste, determinadas pelo regulador com base na análise do plano de investimentos em melhorias da qualidade. Este coeficiente tinha como objetivo retornar os níveis de qualidade da empresa a padrões observados no período pré-privatização, superior à média das demais concessionárias<sup>20</sup>.

A qualidade do serviço no modelo Escelsa foi avaliada a partir dos seguintes critérios de qualidade:

- qualidade do atendimento ao consumidor (Ac): índice que registra as reclamações dos consumidores, junto a ouvidoria da ANEEL; e
- qualidade do fornecimento do serviço (Af): avaliada pelos indicadores DEC (duração da interrupção do fornecimento) e FEC (frequência da interrupção do fornecimento). A ANEEL, atribuiu os pesos em 50% para essas duas variáveis para avaliar a qualidade e aplicou a seguinte equação (NT 097/2001):

$$Q = 0,50 \times Ac + 0,50 \times Af \quad (2.11)$$

---

<sup>19</sup> As metas de qualidade são fixadas pelo regulador levando em consideração patamares mínimos, tais que abaixo dos quais as empresas estão sujeitas a multas que são previstas contratualmente.

<sup>20</sup> Em 1997 a Escelsa apresentava uma deterioração dos padrões de qualidade, registrada para os indicadores de DEC e FEC. (Duração Equivalente e Frequência Equivalente das Interrupções,

onde:

**Ac** é a nota do índice de atendimento ao consumidor;

**Af** =  $f(\text{DEC}, \text{FEC})$ , a nota do índice de qualidade no fornecimento do serviço;

sendo que foi definido um o fator de prêmio ( $\alpha$ ) pela seguinte equação:

$$\alpha = (1 - 0,005) * Q \quad 2.12)$$

onde Q é o valor da qualidade definido em função do atendimento ao consumidor e da qualidade técnica do serviço representado na figura 2.1.

A nota (ou valor) anual do índice de atendimento ao consumidor (Ac), foi definida pelo órgão regulador, em função do número de chamadas atendidas pelo *Call Center* da ANEEL. A nota de qualidade do fornecimento do serviço (Af), foi obtida a partir de medições de campo, que foram comparadas com padrões historicamente observados, relativamente a diferentes conjuntos (estabelecidos por regiões de atendimento).

Na oportunidade, tinha-se como objetivo avaliar a universalização dos serviços a partir do cumprimento das metas de expansão da rede. Atualmente, a ANEEL está desenvolvendo regras específicas para determinar o quanto a concessionária tem que aumentar, em quilômetros, a sua rede por ano<sup>21</sup>.

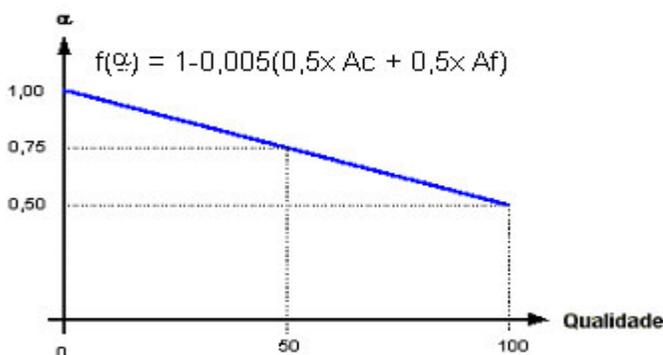


Figura 2.1 - Avaliação do Coeficiente de Prêmio por Eficácia

<sup>21</sup> As regras de universalização do serviço não estavam ainda definidas naquela oportunidade.

Convém ressaltar que, no que se refere ao índice de atendimento ao consumidor, a ESCELSA estava situada no nível mais baixo do *ranking* monitorado pela Superintendência de Mediação e Atendimento ao Consumidor (SMA), o qual considerava 62 empresas. No ano de 2001 apenas duas empresas tiveram desempenho inferior a ESCELSA, que teve uma performance incompatível com os níveis mínimos esperados para o setor elétrico, em termos de atendimento ao consumidor final. Foram contabilizadas 2.229 reclamações para 875.392 consumidores, totalizando 25,46 ligações para cada grupo de 10.000 consumidores, conforme pesquisa de Ferreira (2001). Desse modo, o índice de Atendimento ao Consumidor (Ac) obteve uma nota igual a 0 (zero).

Com relação ao desempenho em qualidade do fornecimento, foi avaliado que a ESCELSA, em 2001, cumpriu adequadamente as metas de qualidade determinadas pelo regulador. O índice de qualidade do fornecimento (Af) alcançou a marca de 95 pontos na escala ANEEL. Esta avaliação baseou-se na experiência do regulador, no processo de acompanhamento das medições de qualidade técnica do atendimento, que resultou em um  $\alpha$  igual a 0,76, segundo (FERREIRA, 2001).

Isto é, a empresa reteve 24% do desconto que seria feito no IGPM, por conta de produtividade técnica, até a revisão precedente em 2004, em relatórios (ANEEL, 2001).

Na experiência de 2001 foi utilizado como referencial a produtividade esperada da concessionária relativamente ao potencial de crescimento da produtividade da economia como um todo. Assim, sob o ponto de vista teórico, pode-se dizer que o modelo seguia os princípios gerais da escola americana. Entretanto, existiam diferenças importantes entre o modelo de 2001 e o modelo proposto por Bernstein e Sappington (1998).

A principal diferença era que Bernstein e Sappington comparam um determinado setor (regulado) à economia como um todo, enquanto no modelo utilizado pela ANEEL, em 2001, foi considerado o desempenho intrínseco da empresa comparativamente ao mercado não regulado (economia). Além disso, no Brasil foi necessário considerar, além dos diferenciais de produtividade, a

desigualdade entre os indexadores de preços do mercado e da economia como um todo.

De qualquer forma, não custa lembrar que a adoção do IGPM como forma de incentivo à entrada do capital privado no setor elétrico se tornou, ao longo do tempo, uma carga bastante pesada para o consumidor. Isto porque o IGPM tem apresentado, historicamente, um crescimento mais rápido do que os demais índices de preços. Apenas para se ter uma idéia desta diferença, entre março de 2002 e março de 2003 o crescimento do IGPM superou em 16,63% o índice oficial da inflação medido pelo IPCA. Isto se explica por ser o IGPM um índice composto de apenas 30% da variação de itens medidos no varejo e 70% de itens medidos no atacado e construção civil, além de incorporar mais rapidamente o impacto das desvalorizações cambiais.

A produtividade econômica foi avaliada, no caso da Escelsa, sob o ponto de vista das diferenças de preços relativos entre o mercado regulado e o mercado não regulado, como forma de evitar a ocorrência de lucros excedentes ou prejuízos financeiros que pudessem pôr em risco o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. No primeiro caso, em prejuízo da modicidade tarifária e, no segundo, reduzindo a margem de lucro da concessionária.

A avaliação da produtividade econômica servia também como parâmetro para orientar as políticas de reajustes tarifários a serem implementadas pelo regulador. Por intermédio da estimativa do comportamento dos indexadores, o modelo de cálculo do fator X utilizado na revisão de 2001 fornecia instrumentos de ajuste que funcionavam como um instrumento eficaz no controle de preços. Assim, se o índice do mercado não regulado fosse diferente do indexador das tarifas, o órgão regulador teria a oportunidade ajustá-las aos níveis de preços do mercado. Isto significava dizer que, uma vez identificada a possibilidade de ineficiência na troca de preços relativos entre mercado regulado e mercado não regulado, o órgão regulador teria a oportunidade de fazer uma recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato através do fator X<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Semelhante ao mecanismo adotado na Inglaterra, no setor de Águas. Quando foi necessário aumentar os preços dos serviços em 1986.

Assim, a forma de cálculo da produtividade econômica, como concebida no modelo da ANEEL, tornou-se, naquela oportunidade, um instrumento regulatório importante, na medida em que permitia, dentro das regras contratuais, fazer os ajustes necessários no preço das tarifas, dentro do estritamente necessário para manter a modicidade tarifária e o equilíbrio do contrato.

Segundo Ferreira (1998), as variáveis componentes da Parcela B, mais especificamente os custos tidos como gerenciáveis, foram classificados como variáveis *ativas* ou *passivas*<sup>23</sup>, no sentido de possibilitarem o surgimento de excedentes financeiros. As variáveis *ativas* seriam aquelas totalmente gerenciáveis pela concessionária sob todos os aspectos, tais como pessoal, serviço de terceiros e materiais. São aquelas variáveis que, quando otimizadas, levam a um crescimento da produtividade econômica. As variáveis *passivas* na geração de ganhos de produtividade econômica são contas como *depreciação*, insumos e *outras despesas*, as quais, embora não sejam gerenciáveis, acabam por gerar ganhos financeiros, uma vez que são corrigidas anualmente pelo IGPM.

No modelo da ANEEL nota-se que houve a preocupação de preservar a margem de lucros das concessionárias, isto porque o fator X incidiu somente sobre as variáveis classificadas como *ativas* no processo de gerar ganhos de eficiência.

## 2.8 Conclusão

Neste capítulo viu-se a importância da regulação sobre as estruturas de mercados monopolistas e oligopolistas a necessidade de controle sobre os preços e os níveis de qualidade desejável para o consumidor final.

Para exercer o controle sobre estas estruturas pouco competitivas, os reguladores, em nível mundial, vêm incorporando diversas técnicas ao processo normal de regulação. De fato, muitos são os trabalhos que citam a utilização destas técnicas. Dentre as mais utilizadas destacam-se as que medem a eficiência relativa,

---

<sup>23</sup> Ferreira, F.C., Relatório de Atividades Técnicas, PNUD/ANEEL, julho de 2001.

baseadas em *benchmark*, geralmente referenciados a algum tipo de fronteira de eficiência construída.

A necessidade de inserir no dia a dia do regulador técnicas mais precisas, advém da forma como estão se organizando os regimes regulatórios. A tendência tem sido a substituição de regimes baseados em controle de custos e/ou da taxa de retorno, por sistemas direcionados ao controle dos preços. Assim, dentro desta ótica, a cobertura de preços tem tido a preferência dos reguladores, de tal forma que, tem sido visto como a melhor alternativa aos antigos regimes regulatórios baseados na reposição dos custos incorridos.

A pesquisa descrita neste capítulo 2 foi importante para lançar luz sobre a complexidade do equacionamento do fator X. Isto porque a leitura deste capítulo revela que os modelos de regulação, na grande maioria dos países, caminha para uma direção comum. Isto é, para modelos que se baseiam em análises comparativas do tipo *best practice* e na combinação de diferentes instrumentos científicos para apoiar os processos decisórios complexos, tão comuns neste tipo de atividade. Além disso, o capítulo ajuda a compreender melhor como foram os processos de fixação do fator X no Brasil, desde o começo da privatização do setor elétrico até agora.

Destaca-se também que, no Brasil, os índices de reajuste de preços podem se traduzir no aparecimento de excedentes para as concessionárias. Portanto, este é um aspecto que não deve ser negligenciado no momento de avaliar o desempenho, com vistas à fixação do fator X.

No capítulo a seguir apresenta-se a sistemática objeto da tese e detalha-se os aspectos teóricos dos métodos e técnicas que utilizadas.

# Capítulo 3

---

## 3. DESENVOLVIMENTO DA SISTEMÁTICA

Este capítulo contém o arcabouço teórico do objetivo geral da tese. Relata os principais pressupostos, define conceitualmente as medidas de eficiência e seus diferentes tipos, bem como apresenta as técnicas de avaliação e classificação utilizadas no trabalho. Assim, este capítulo serve para introduzir os aspectos teóricos da sistemática e sua seqüência lógica.

### 3.1 Considerações Iniciais

Os modelos de avaliação da produtividade e fixação do fator X praticados até hoje no Brasil apresentam características particulares e específicas para cada uma das revisões tarifárias ocorridas. Na realidade, o modelo aplicado em 2001 foi concebido para fixar as metas de produtividade de uma única empresa relativamente ao mercado não regulado. Esse era um modelo que, conforme foi visto no capítulo anterior, aliava o conceito de fluxo de caixa descontado, para o cálculo da produtividade econômica, com o conceito de Produtividade Parcial dos Fatores (PPF), que foi adotado para a determinação da produtividade técnica.

O modelo em uso a partir de 2002 baseia-se tão somente no conceito do Valor Presente Líquido dos Ativos (VPLA). Não contempla as diferenças de preços entre o mercado regulado e a economia como um todo, bem como não leva em consideração os diferentes níveis da qualidade do fornecimento (DEC e FEC) existentes entre as diversas empresas distribuidoras.

Além disso, o modelo adotado para os anos de 2002 e 2003 tem um procedimento de cálculo do fator X que isola cada uma das concessionárias, ignorando o significativo conjunto de 64 empresas que compõem o setor de distribuição de energia elétrica. Esta prática impede uma visão mais ampla do regulador sobre o setor, o que, por conseqüência, faz o regulador perder a noção de conjunto e passe a regular localmente, contrapondo o que a grande maioria dos países tem buscado, que é utilizar o maior número possível de informações para

avaliar a eficiência relativa entre as empresas reguladas. Tal que, obtenham a melhor visão global possível do setor.

Este capítulo tem como principal objetivo apresentar a formulação de uma abordagem de cálculo do fator X que leva em conta o conjunto das empresas. Ademais, a sistemática desenvolvida permite que sejam incorporadas na avaliação tanto as variáveis quantitativas quanto as qualitativas, o que será feito por meio das técnicas DEA e do modelo MCDA, respectivamente.

### 3.2 A Formulação de uma Nova Sistemática

A sistemática de avaliação aqui desenvolvida, utiliza o conceito, internacionalmente consagrado, de *benchmark*, que proporciona uma avaliação mais adequada com os princípios da regulação por incentivo adotada no Brasil (*price cap*) e substitui o cálculo da Produtividade Parcial dos Fatores (PPF), utilizado no modelo 2001, pela Produtividade Total dos Fatores (PTF), que é um conceito mais completo<sup>24</sup>. A abordagem acrescenta ainda a avaliação da eficiência relativa operacional, a qual não está contemplada em nenhum dos dois modelos anteriores, e recupera a qualidade como elemento importante no processo de avaliação, propondo uma forma inédita ao inseri-la no conjunto dos resultados do modelo da avaliação.

Além dos melhoramentos descritos acima, para aperfeiçoar o processo de avaliação do desempenho das concessionárias brasileiras, propõe-se a utilização do conceito de eficiência técnica (deslocamento da fronteira) por intermédio do índice de Malmquist e o conceito, também novo, de *dinamic clusters*<sup>25</sup> para definir os grupos de similaridade.

Neste sentido, a formulação desta tese apresenta inovações, quando comparada às abordagens técnicas dos modelos até então aplicados no setor

---

<sup>24</sup> O cálculo da produtividade total dos fatores (PTF) é mais completo comparativamente ao cálculo da produtividade parcial dos fatores (PPF), porque leva em consideração a contribuição do fator capital. Alguns autores defendem que em momentos de crise, e desemprego de mão de obra, o capital responde pela maior parcela da produtividade.

<sup>25</sup> Nomeado como *cluster* dinâmico para diferenciar a idéia original dos *clusters* fixos. (Appa e Yue,199).

elétrico brasileiro. Assim, o que se propõe com esta nova sistemática para calcular o desempenho das concessionárias de distribuição é, por intermédio de técnicas adequadas para a comparação relativa, criar condições para definir um valor para o fator X, que leve em conta a similaridade entre as empresas.

### **3.3 Principais Pressupostos**

O pressuposto básico é que se a empresa regulada estivesse em ambiente de concorrência, então as forças competitivas induziriam os preços de seus produtos a crescerem a uma taxa média igual ao índice de inflação, tal como ocorre nos modelos de mercado competitivo, abstraindo-se presença de produtividade. Isto é, preço igual a custo marginal.

Para replicar esta situação, em um ambiente onde não existe a concorrência, as empresas devem ganhar somente por meio de incrementos de produtividade acima dos lucros obtidos, como se a empresa se situasse em um mercado competitivo, e transferir parte desses excedentes aos consumidores, depois de ajustar os preços dos produtos pela taxa da inflação.

Neste sentido, os ganhos de produtividade servem de incentivo às empresas, uma vez que a redução dos preços oferece a elas a oportunidade de ampliar o mercado atendido. Há de se considerar também que o aumento de produtividade incorpora a possibilidade de lucros extraordinários e que a presença destes atrai outras firmas, fazendo com que os preços caiam pela atuação da concorrência<sup>26</sup>.

Para os propósitos do trabalho, resumidamente, e considerando a condição de concorrência, o ajuste do preço de um dado serviço ou produto pode ser entendido como sendo um vetor resultante do aumento da inflação e dos ganhos de produtividade. O primeiro atua positivamente no aumento dos preços, enquanto o segundo é capaz de produzir um “amortecimento” na velocidade de crescimento daquele, como representado na figura 3.1.

---

<sup>26</sup> Com base no conceito “microeconômico” da Teoria da Concorrência Perfeita.

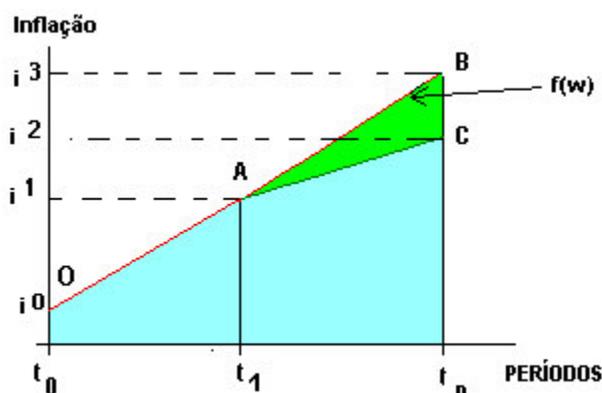


Figura 3.1 Preços e Produtividade

Ainda pela figura 3.1, se tomarmos um dado nível de inflação  $i^0$  em  $t_0$ , a trajetória esperada para a função de preços  $f(w)$  seria, sem ganhos de produtividade, o segmento de reta O-A-B, enquanto que na prática a trajetória verificada é O-A-C. Este rebatimento na reta de ascensão da função de preços reflete a realização dos ganhos de produtividade e indica que está havendo transferência destes ganhos para os consumidores.

Entretanto, diferentemente do que se observa no mercado de concorrência, em um mercado regulado o processo de alocação eficiente de preços não ocorre de forma natural. Primeiro porque, as empresas possuem um “mercado cativo”, onde o número de consumidores é fixo. Assim, a redução de preços não interessa à empresa, uma vez que esta não amplia o seu mercado consumidor. Segundo, porque não existe a possibilidade de outras empresas virem a concorrer em sua área de atendimento. Isto na distribuição, não é permitido pelo contrato de concessão.

Portanto, cabe ao regulador introduzir os mecanismos necessários para fazer a distribuição dos ganhos de eficiência. No caso do modelo *price cap* o instrumento que permite ao regulador cumprir com esta função é justamente o fator X.

### 3.4 Medida da Eficiência Relativa Operacional

A eficiência relativa foi muito bem definida por Adam Smith, apud Bana *et al.* (2002) quando disse que “... *podia num esforço, utilizando todos os recursos industriais disponíveis, produzir um alfinete por dia...*”. Este fabricante, nestas condições, poderia ser considerado como eficiente. Porém, uma vez que fabricantes de alfinetes começaram a se aproveitar dos benefícios da especialização “*cada pessoa... poderia ser considerada como produzindo quatro mil e oitocentos alfinetes por dia*”. (pg. 30). Claramente, neste momento, qualquer pessoa que produzisse só um alfinete por dia seria considerada como extremamente ineficiente.

De maneira análoga, a eficiência operacional de cada empresa distribuidora de energia elétrica não deve ser avaliada de forma absoluta. Por isto, busca-se identificar um conjunto apropriado de “empresas eficientes” com as quais cada uma das empresas sob avaliação possa ser comparada.

#### 3.4.1 A Técnica DEA (*Data Envelopment Analysis*)

A técnica de *Data Envelopment Analysis* (DEA), devida a Charnes, Cooper e Rhodes (1978), atualmente é muito utilizada para identificar (in)eficiências técnicas por comparação das quantidades de insumos e de produtos, com as de empresas similares e proporcionar-lhes metas e referenciais para melhoria do desempenho.

A DEA está baseada na programação linear, a qual permite definir fronteiras de eficiência (uma aproximação linear por partes) e a (in)eficiência relativa de cada empresa pode ser avaliada em termos da distância que ela está da fronteira. Com a DEA assumem-se empresas fictícias formadas por combinações lineares de empresas existentes.

Formalizando, sejam  $n$  empresas caracterizadas por  $m$  insumos e  $s$  produtos diferentes,  $x_{ij}$  a quantidade associada ao insumo  $i$  utilizada pela unidade  $j$  e

$y_{rj}$  a quantidade do output  $r$  produzido por  $j$ . Na formulação mais básica da DEA (conhecida na literatura por modelo CCR básico - Charnes, Cooper e Rhodes - ou CRS – *constant returns to scale*), uma medida da eficiência relativa da empresa  $j$  é obtida por programação fracionária, maximizando sua produtividade (relativa), isto é:

$$\text{Max } \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0}} \quad (3.1)$$

$$\text{s.a } \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} \leq 1 \quad (j = 1, \dots, n) \quad (3.2)$$

$$u_r, v_i \geq 0.$$

onde:

$u_r$  = preços dos produtos;

$y_{rj}$  = quantidades produzidas;

$v_i$  = preços dos insumos; e

$x_{ij}$  = quantidade de insumos utilizados na produção.

O objetivo nesta formulação é descobrir o conjunto de preços ótimos  $u_r$  e  $v_i$  tal que a produtividade de  $j$  resulte pelo menos igual à de outra empresa qualquer.

Devido à restrição de normalização, o valor máximo para a razão de produtividade é 1, caso em que a empresa é considerada como DEA-eficiente, fazendo então parte da fronteira de eficiência. Por outro lado, qualquer empresa cuja razão resulte menor que 1 é considerada como DEA-ineficiente. Assumindo-se

$\sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0} = 1$ , o problema de programação fracionária transforma-se em problema de

programação linear segundo (COOPER E SEIFORD, 2000), do seguinte tipo:

$$\max \sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0} \quad (3.3)$$

$$\text{s.a.} \sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0} = 1 \quad \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0 \quad (j=1, \dots, n) \quad (3.4)$$

$$u_r, v_i \geq 0.$$

A identificação de *benchmarks* para cada empresa que resulte DEA-ineficiente é feita resolvendo o dual do programa de otimização acima, que procura as empresas eficientes (ou combinações lineares destas) que conseguem produzir pelo menos tanto quanto a empresa em análise, apenas usando uma parte dos insumos daquela, em (WHITEMAN, 1995).

Uma das características mais importantes da DEA é ser uma técnica não paramétrica, uma vez que não define um conjunto único de preços comuns a todas as empresas (diferentemente das técnicas econométricas). Para cada empresa são calculados os preços que lhe são mais favoráveis e que maximizam a sua eficiência relativa no contexto de todas as empresas similares.

Simplificando, a estrutura básica para a avaliação da eficiência operacional, neste trabalho leva em consideração um insumo e múltiplos produtos. Observe-se que sob o ponto de vista de escala recomenda-se que seja quantificada sob a hipótese de retornos constantes e orientação para o insumo<sup>27</sup>.

Os ajustes necessários no custo operacional gerenciável deve ser definido, em termos de tempo, pelo agente regulador. Portanto, em sendo o desconto parcelado, sugere-se utilizar a equação (3.5) para identificar a parcela que deve ser descontada a cada ano.

$$XO_j = \left\{ \left( \frac{(100 - S_j)}{100} \times \frac{CG}{VPB} + 1 \right)^{1/(n-1)} - 1 \right\} \times 100 \quad (3.5)$$

onde:

---

<sup>27</sup> A utilização de um modelo de retornos constantes de escala, requer a construção de *clusters* de similaridade, devido a condição de redução equíproporcional dos insumos. Isto é, só podem ser comparadas empresas atuando em condições semelhantes de operação e escala.

$XO_j$  é o ajuste operacional operacional a ser descontado do índice de reajuste da concessionária  $j$ ;

$j$  é o índice da empresa;

$S_j$  é o escore obtido pela empresa por meio da técnica DEA;

CG é o custo operacional gerenciável (O&M);

VPB é igual ao valor da parcela B na data da revisão; e

$n$  é igual ao número de anos entre as revisões.

### 3.5 Medida da Eficiência Técnica

O cálculo da *produtividade total dos fatores* (PTF) permite avaliar a eficiência técnica do setor como um todo. Isto é possível, também, com a construção de fronteiras de eficiência, por intermédio da mesma técnica sugerida para o cálculo da eficiência operacional, a DEA.

Aqui o que se busca é identificar as fronteiras eficientes, numa seqüência de períodos, para identificar o deslocamento médio da fronteira ao longo do tempo. Uma das maneiras de resolver este problema é por intermédio do cálculo do índice de Malmquist, como será visto no item 3.5.1.1, por (BARRETO *et al.*, 2002).

Se, por um lado, medir a eficiência técnica permite avaliar o desempenho intersetorial, comparando a eficiência do setor elétrico com à economia não regulada (economia em geral) e por outro lado calcular a eficiência operacional auxilia o regulador na decisão de escolher políticas regulatórias que conduzam a uma maior homogeneização da eficiência intra-setorial. Além disso, a construção de fronteiras de custos eficientes serve de suporte à formulação de políticas de incentivo à competição entre as empresas e, por conseqüência, menores níveis tarifários, conforme (WHITEMAN, 1999).

Por certo, avaliar a produtividade, mais conhecida conceitualmente como sendo a relação entre o volume de recursos (insumos) e o volume de resultados

obtidos (produtos), não possui um único objetivo em si mesmo, mas serve a outros propósitos, como, por exemplo, detectar possíveis mudanças tecnológicas no setor, segundo (NISHIMIZU, 1982).

Resumindo, os ajustes de eficiência intra-setorial e de eficiência intersetorial, em termos de horizonte de tempo, podem ser classificados como sendo a primeira de curto prazo e a segunda com expectativas de longo prazo. O conhecimento da eficiência de curto prazo auxilia o regulador na escolha de medidas eficazes para a redução das ineficiências do setor regulado, enquanto que as medidas de longo prazo servem como instrumento de avaliação global do setor e fixação de metas de produtividade.

### **3.5.1 Avaliação da PTF no Setor Elétrico**

As abordagens para avaliar a Produtividade Total dos Fatores (PTF) podem ser do tipo fronteira ou não. As com base em fronteiras, que podem ser paramétricas ou não, utilizam-se dos métodos do *Growth Accounting*, *Divisia Index*, *Exact Index*, *Tornqvist Index* e *Malmquist Index*.

A abordagem que se propõe para determinar a PTF neste trabalho está fundamentada na análise por construção de fronteira não paramétrica, por intermédio da técnica DEA, e da determinação do Índice de Produtividade de Malmquist, apud. Tilley e Weyman-Jones (1999). A hipótese subjacente a este tipo de medida pressupõe a existência de (in)eficiência na produção, rendimentos constantes de escala e equilíbrio competitivo no longo prazo. Sob estas condições, pode-se supor que a PTF coincide com as mudanças técnicas observadas.

#### **3.5.1.1 O Índice de Malmquist**

O Índice de Malmquist vem sendo utilizado intensivamente nos últimos anos, devido a duas grandes vantagens sobre os outros métodos, quais sejam: (i) não são requeridas informações sobre os preços; e (ii) as mudanças observadas no cálculo da PTF podem ser decompostas em variações tecnológicas e variações na

eficiência técnica, também conhecida como efeito *catch-up*. A eficiência técnica mede a distância de cada empresa à fronteira de produção estimada para o setor, enquanto que a eficiência tecnológica é relativa a mudança da fronteira técnica do setor regulado.

O deslocamento da fronteira é medido por uma função de distância, definida com relação à tecnologia de produção. Assim sendo, segundo a formulação proposta por Malmquist em 1953, para cada período  $t = 1, 2, 3, \dots, T$ , a tecnologia  $S^t$  permite a transformação dos insumos,  $x^t \in \mathbb{R}_+^N$ , em produtos,  $y^t \in \mathbb{R}_+^M$ , tal que:

$$S^t = \{(x^t, y^t) : x^t \text{ possa produzir } y^t\} \quad (3.6)$$

Em resumo, a tecnologia se baseia em que todos os conjuntos de vetores de insumos e produtos que sejam factíveis. Além disso, assume-se que a tecnologia  $S^t$  satisfaz os axiomas padrões,<sup>28</sup> afim de que a função de distância fique bem definida. Shepard, *apud* Belloni (1999) definiu a função de distância, no período  $t$ , como sendo:

$$D_o^t(x^t, y^t) = \text{Inf}(\theta \in \mathbb{R}_+^m : (x^t, \frac{1}{\theta} y^t) \in S^t) \quad (3.7)$$

onde a letra  $\theta$  a expansão, ou seja, representa a menor distância pela qual o produto necessita ser reduzido para ser factível ou produzível em função de um dado fator de produção. Logo, a função de distância produto mede a máxima variação proporcional do vetor de produtos  $y^t$ , dado o vetor de insumos  $x^t$ , de forma que  $y^t$  ainda seja factível. A função de distância assumirá valor menor ou igual a um se o vetor  $y^t$  for um elemento do conjunto de produção factível  $S^t$ . No caso de ser igual a um, estará sobre o limite do conjunto de produção  $S^t$ , e se for maior do que um estará além deste limite, como pode ser visto na figura 3.3.

Na verdade, calcular o índice desenvolvido por Malmquist, exige a identificação das funções de distância com relação a dois diferentes períodos de tempo e avaliar, para cada observação, a variação da tecnologia em termos de média geométrica.

<sup>28</sup> Convexidade, monotonicidade e homogeneidade. Vide Färe, R. (1995) (pg 151).

O índice de produtividade de Malmquist, orientado pelo produto, pode ser definido no período  $t$  como sendo:

$$M_0^t = \frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)} \quad (3.8)$$

No período  $t+1$  representa-se como:

$$M_0^{t+1} = \frac{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^{t+1}(x^t, y^t)} \quad (3.9)$$

Para evitar decisões arbitrárias sobre a escolha do período de referência, pode-se utilizar a média geométrica das equações (3.8) e (3.9), tal que:

$$M_0(x^{t+1}, y^{t+1}, x^t, y^t) = \sqrt{\left(\frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)}\right) \cdot \left(\frac{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}\right)} \quad (3.10)$$

Segundo Färe (1995) a equação (3.10) pode ser escrita como:

$$M_0(x^{t+1}, y^{t+1}, x^t, y^t) = \left(\frac{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)}\right) \cdot \sqrt{\left(\frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}\right) \cdot \left(\frac{D_0^t(x^t, y^t)}{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}\right)} \quad (3.11)$$

onde o primeiro termo à direita do sinal de igualdade mede a variação da eficiência técnica e o segundo a variação tecnológica. Assim sendo, o índice de Malmquist pode ser decomposto nos seguintes componentes:

$$VET = \left(\frac{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)}\right) \quad (3.12)$$

$$VT = \sqrt{\left(\frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}\right) \cdot \left(\frac{D_0^t(x^t, y^t)}{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}\right)} \quad (3.13)$$

Onde VET e VT, representam, respectivamente, a variação da eficiência técnica e a variação tecnológica.

Esta decomposição é ilustrada na figura 3.3 para a condição de uma tecnologia com retornos constantes de escala, um único insumo e um simples produto.

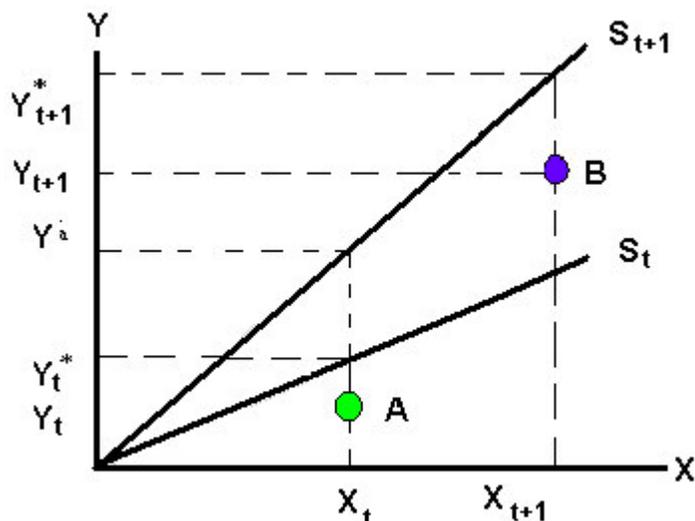


Figura 3.3 – Expansão da Fronteira Eficiente

Na figura 3.3 observa-se que em cada um dos períodos,  $t$  e  $t+1$ , as medidas em **A** e **B** indicaram ineficiência técnica. No entanto, a produção em  $t+1$  está acima da fronteira tecnológica  $S^t$ . Isto é, houve uma expansão da fronteira eficiente por progresso tecnológico, embora a medida em **B**, ainda não seja uma posição de eficiência. Recomenda-se que a fronteira de eficiência do setor seja quantificada sob a hipótese de retornos constantes de escala e orientada para o produto, tendo em vista que a utilização de *clusters* suporta esta decisão<sup>29</sup>.

### 3.6 Medida da Qualidade

O nível de custos operacionais de uma determinada concessionária está relacionado, entre outros fatores, ao nível de qualidade da distribuição da energia elétrica. Em outras palavras, custos variáveis com pessoal, com material e com serviços de terceiros tendem a crescer quando as companhias aumentam os seus esforços para melhorar a qualidade do serviço. Entretanto, para Bana e Costa (2002) “... embora a qualidade seja reconhecida como um *cost-driver*, esta tem sido freqüentemente negligenciada nos modelos propostos para medir a produtividade operacional relativa” (pg. 30).

<sup>29</sup> Appa e Yue (1999) desenvolveram um importante trabalho, o qual discute a escolha dos retornos de escala para o modelo DEA. Nesse os autores demonstram as vantagens de se utilizar retornos constantes de escala, conjugado com a criação de *clusters* de similaridade.

As razões apontadas para a omissão da qualidade nestes modelos geralmente estão relacionadas com a dificuldade da sua medição ou à falta de dados disponíveis para tal. Este tipo de limitação metodológica, comum na área da Análise de Decisão, é conhecido como *pitfall analysis*, e segundo Bana e Costa, *et al.* (2002) “... *pode originar que os resultados respectivos sejam arbitrários, devido à não exaustividade do conjunto de fatores de avaliação decorrente da exclusão de medidas de qualidade*” (pg.30).

### **3.6.1 Aspectos da Qualidade como Produto no modelo DEA**

Embora cada um dos aspectos da qualidade possa ser tomado como um indutor de custos no modelo DEA, para Bana e Costa, *et al.* (2002) um número muito elevado deles “... *poderia provocar impossibilidade do DEA discriminar entre firmas eficientes e ineficientes*”.(pg.30). Além disso, a atribuição, pelo modelo DEA, de um custo unitário para os componentes da qualidade, individualmente, a exemplo do que ocorre com os outros produtos, é um problema que deve ser evitado. Ou seja, as empresas não devem ter os seus próprios conjuntos de custos unitários para os resultados da qualidade. O correto é que os *trade-offs* entre estes sejam dependentes da importância relativa que o consumidor atribui a cada um deles Bana e Costa *et al.* (2002). Por exemplo, apenas o consumidor pode ponderar quantos dias está disposto a aceitar que aumente a duração média de falta de energia (DEC), em compensação pela redução da interrupção por mês (FEC). Desta forma, o mais indicado é que os pesos relativos entre os aspectos da qualidade sejam definidos a partir das necessidades do consumidor e não arbitrariamente pelo modelo DEA, descrito em Bana e Costa, *et al.*, 2002.

### **3.6.2 Modelos MCDA para a Qualidade**

Stewart (2000) diz que um modelo MCDA não serve apenas para descrever como as pessoas devem tomar a decisão. É um método que busca agregar valor ao processo decisório por meio da incorporação de julgamentos subjetivos e da incorporação dos juízos de valor do decisor. O MCDA ajuda a

descobrir quais as necessidades do decisor e a organizar o processo reduzindo a complexidade do processo, o que por certo facilitará a tomada de decisão.

A metodologia Multicritério de Apoio à Decisão (MCDA) está fundamentada sob os pilares da onipresença da subjetividade e interpenetrabilidade com a objetividade no processo de decisão, assim como no paradigma da aprendizagem pela participação e o construtivismo. Estas convicções só se justificam se integradas em um sistema de processo de apoio à decisão formado pelos subsistemas de atores e ações. Ou seja, o MCDA é um método capaz de lidar com praticamente todos os tipos de problemas complexos, sendo de grande utilidade quando os decisores estão em dúvida quanto ao caminho a seguir ou em situações de antagonismo de interesses. Nestas condições, o MCDA ajuda a organizar a complexidade e incorporar considerações subjetivas, sintetizando informações e julgamentos e uniformizando o conhecimento entre os agentes envolvidos no processo decisório, conforme (ESSLIN et al, 1999).

Em resumo, o método fornece uma abordagem estruturada para decisões complexas, considerando dados quantitativos e julgamentos subjetivos e permitindo uma visão hierárquica do problema.

Por tal, para transformar a qualidade em uma variável única (QL) optou-se aqui pela utilização de uma abordagem do tipo MCDA (*Multicriteria Decision Aid*), porque tal metodologia, dentre outras vantagens, permite a construção de uma função de valor capaz de representar diferentes tipos de medidas, em uma única escala (de atratividade). No caso em estudo, a MCDA possibilita a agregação de medidas de qualidade técnica com avaliações da qualidade do atendimento. A primeira é uma medida obtida a partir de uma “escala natural”. Isto é, deriva diretamente da medição da quantidade de vezes e do número de horas de interrupção da energia e se caracteriza como sendo uma medida objetiva, enquanto a segunda medida origina-se da percepção do consumidor, ou seja, resulta de uma “escala construída” em função das preferências do entrevistado, sendo, assim, uma medida subjetiva da qualidade.

Para construir uma escala e definir um valor único para a qualidade (QL) propõe-se a utilização do software *Macbeth*<sup>30</sup> (Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evolution Technique), o qual auxilia na construção de escalas numéricas de intervalos, construídas a partir de matrizes semânticas de diferenças de atratividades entre as ações. O modelo caracterizasse conforme segue:

A construção da função de valor é definida de tal modo que, sendo  $v$  um critério de valor cardinal, associado a um número  $v(a)$ , tal que  $a \in A$ , onde  $A$  é o espaço de avaliação, e a estrutura de preferências do avaliador pode ser representada como sendo:

1.  $a, b \in A$ ,  $v(a) > v(b)$  se e somente se, para o avaliador,  $a$  é mais atrativa do que  $b$ , e qualquer diferença positiva  $v(a) - v(b)$ , represente numericamente a diferença de valor entre  $a$  e  $b$ , com  $a P b$  ( $a$  preferível a  $b$ );
2.  $\forall a, b, c, d \in A$ , com  $a$  mais atrativa que  $b$  e  $c$  mais atrativa que  $d$ , para o avaliador, o quociente  $[v(a) - v(b) / v(c) - v(d)]$  reflete, em termos relativos, a diferença de atratividade que o avaliador percebe entre  $a$  e  $b$ , tendo como referência a diferença de atratividade entre  $c$  e  $d$ , se e somente se:

$$v(a) - v(b) > v(c) - v(d) \quad (3.14)$$

Observe-se equação (3.14) é uma função cardinal que permite realizar transformações do tipo observado na equação 3.15:

$$v(x) = \psi v(b) + \beta \quad (3.15)$$

Por sua vez, a equação (3.15) é uma expressão linearizada, a qual facilita as operações algébricas. No *Macbeth*, a forma cardinal da escala, em intervalos, não apresenta um zero fixo, tal como na escala das razões e avaliação proposta por Bana e Costa e Vansnick (1995), considerando as ações, sempre duas a duas, segundo um determinado ponto de vista fundamental.

---

<sup>30</sup> Foi utilizada uma versão demonstrativa, disponibilizada pelos autores na Web. Copyright, Carlos Bana e Costa, Jean-Marie De Corte e Jean-Claude Vansnick, 2003. [www.m-Macbeth.com](http://www.m-Macbeth.com).

A partir de questionamentos ao decisor, tomando duas a duas as ações  $a$  e  $b$ , obtém-se uma matriz semântica de juízos de valor, mostrada na figura 3.5. A transformação destas matrizes de semânticas em quantitativas dá-se segundo uma escala intervalar, onde é associado um número real a cada ação. Tal escala tem como base as diferenças de atratividade percebidas pelo avaliador e possui seis categorias semânticas, refletindo limites definidos por números reais, na semi-reta dos positivos,  $s_k < v(a) - v(b) < s_{k+1}$ , e a diferença de atratividade  $v(a) - v(b)$  é considerada como estando na categoria semântica  $C_k$  ( $k=1, \dots, m$ ).

As categorias semânticas correspondem a relações binárias assimétricas, que podem ser divididas nas seguintes categorias:

1.  $C_1 = \{(a,b) \in A \times A \mid a P b, \text{ e a diferença de atratividade entre } a \text{ e } b \text{ é desprezível ou muito fraca, pode-se dizer nula e fraca}\};$
2.  $C_2 = \{(a,b) \in A \times A \mid a P b, \text{ e a diferença de atratividade entre } a \text{ e } b \text{ é fraca}\};$
3.  $C_3 = \{(a,b) \in A \times A \mid a P b, \text{ e a diferença de atratividade entre } a \text{ e } b \text{ é moderada - entre fraca e forte}\};$
4.  $C_5 = \{(a,b) \in A \times A \mid a P b, \text{ e a diferença de atratividade entre } a \text{ e } b \text{ é muito forte entre}\}; \text{ e}$
5.  $C_6 = \{(a,b) \in A \times A \mid a P b, \text{ e a diferença de atratividade entre } a \text{ e } b \text{ é extrema}\} .$

A categoria  $C_1$  é limitada à esquerda pelo zero, enquanto que  $C_6$  não possui nenhum limite à direita. A consistência semântica deve observar o seguinte:

$$(a,b) \in C_k \text{ e } (b,c) \in C_{k'} \Rightarrow (a,c) \in C_{k''}, \text{ com } k'' \geq \max \{k, k'\} \quad (3.16)$$

Convém ressaltar que em não existindo ciclos de inconsistência entre três ações não existirá entre quatro ou mais ações. Para efeito de simplificação do problema, organiza-se as ações em ordem decrescente de atratividade, eliminando as ações consideradas indiferentes. Assim a relação binária  $P$  é assimétrica e

negativamente transitiva, conforme definido em (BANA E COSTA; VANSNICK, 1995).

Na prática, sendo  $A = \{a_1, \dots, a_n\}$  o conjunto de ações, a ser avaliado e, estando em ordem decrescente de atratividade, a primeira parte do processo resume-se em preencher a sub-matriz triangular superior da matriz  $m \times n$  das respostas categorizadas. Neste caso assume-se que  $\forall i > j \in \{1, 2, \dots, n\}$ , sendo que  $x_{ij}$  assume o valor  $k \in \{0, 1, 2, 3, 4, 5, 6\}$  se o avaliador atribui o par  $\{a_i, a_j\}$  à categoria  $C_k$ . Observe-se que para haver consistência a matriz triangular superior não deve decrescer em valor da esquerda para direita e nem crescer de cima para baixo, como está representado na figura 3.5, segundo (BANA E COSTA; VANSNICK, 1995).

	N6	N5	N4	N3	N2	N1
N6	1	2	3	4	5	6
N5		1	2	3	4	6
N4			1	1	2	5
N3				1	1	3
N2					1	2
N1						1

Figura 3.5 Matriz Semântica Típica do *Macbeth*

Na figura 3.5, os níveis (N<sub>j</sub>) representam os níveis de impacto possíveis para cada uma das ações. Se alguma das condições anteriores for violada, o software *Macbeth* detectará a ocorrência de inconsistência na matriz de julgamentos expressos pelo avaliador, conforme definido na equação (3.16). Se a matriz é consistente pode-se obter uma escala cardinal  $v(a)$  e os números reais correspondentes aos limiares  $s_i$  ( $i = 1, 2, 3, 4, 5, \text{ e } 6$ ). Caso contrário, os juízos de valor devem ser revistos<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> Em Bana e Costa e Corrêa (2000), Bana e Costa (2002) e Bana e Costa et.al. (2001) são encontradas algumas aplicações práticas do modelo *Macbeth*.

### 3.6.2.1 Identificação e Operacionalização dos Pontos de Vista

Neste trabalho, optou-se por considerar apenas as medidas de qualidade, habitualmente fiscalizadas pela ANEEL, relativas à *qualidade técnica* e à *qualidade do atendimento ao consumidor*. Esta última é apurada por intermédio de pesquisa qualitativa efetuada pelo órgão regulador, enquanto que a primeira resulta de medições físicas obtidas a partir de conjuntos de empresas, por regiões pré-estabelecidas, também pelo regulador, segundo (BANA E COSTA *et al.*, 2000).

Primeiro, a qualidade do atendimento diz respeito a interação entre concessionária e cliente, dando origem ao Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial (IASC), que está baseado em um conjunto de cinco critérios principais que são:

- qualidade percebida (composta de 17 sub-critérios);
- valor percebido;
- satisfação global;
- confiança no fornecedor; e
- fidelidade.

A qualidade técnica está relacionada com a distribuição física da energia e denota os aspectos relativos frequência da interrupção e a duração da interrupção, FEC e DEC, respectivamente. Outros fatores, tais como regularidade da tensão e a redução de perdas, também poderiam ser considerados. Entretanto, não são medidas regularmente tornadas disponíveis pelo regulador, dificultando assim considerá-las no cálculo do índice de qualidade (QL).

Deve-se observar que os aspectos relativos à qualidade, no setor elétrico, diferem com relação ao público alvo, porque o IASC fornece uma medida de qualidade para a classe de consumo residencial, enquanto o DEC e o FEC permitem a avaliação da qualidade para o consumidor industrial.

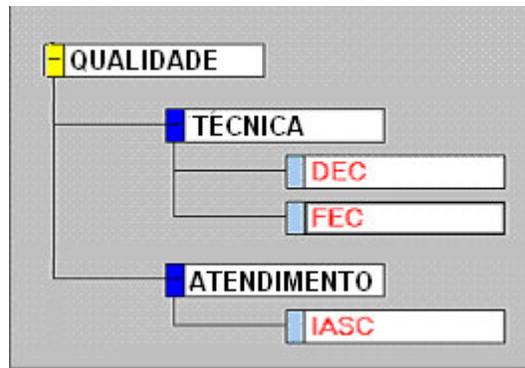


Figura 3.6 Estrutura de Verificação da Qualidade (*Macbeth*)

Na figura 3.6, estão descritos os pontos de vistas fundamentais (PVF's) aqui adotados, os quais são DEC (PVF1), FEC (PVF2) e IASC (PVF3). Cada um destes Pontos de Vistas, tem sua própria importância relativa (peso).

A equação de agregação dos pesos pode ser representada como sendo a seguinte:

$$\sum_{k=1}^{N_c} p_k v_k(c) \quad (3.17)$$

onde

$N_c$  é o número de pontos de vistas;

$v_k(c)$  representa a atratividade da concessionária  $c$  em termos do ponto de vista  $k$ ; e

$p_k$  é o coeficiente de ponderação atribuído ao aspecto  $k$ .

### 3.7 Clusters de Similaridade

#### 3.7.1 Consideração Sobre os Clusters

Hartigan e Wong (1979) dizem que, em geral, a análise por meio de *clusters* representa um conjunto de técnicas que permitem a formação de grupos de similaridade de um conjunto de dados, obtidos a partir da determinação de uma ou mais variáveis de controle. A idéia de se utilizar *clusters* para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, alocando-as em vários grupos, representados na

figura 3.7, surge da necessidade de medir o desempenho relativo daquelas que sejam comparáveis em escala de custos operacionais. Assim, a sugestão para ultrapassar o problema da escala tem sido a criação de grupos “fixos” de concessionárias reunidas segundo critérios estruturais ou ambientais, para, posteriormente, aplicar-se o modelo DEA de retornos constantes de escala. Uma representação de *clusters* fixos é mostrado na figura 3.7 que segue, onde A, B e C representam três agrupamentos de empresas similares.

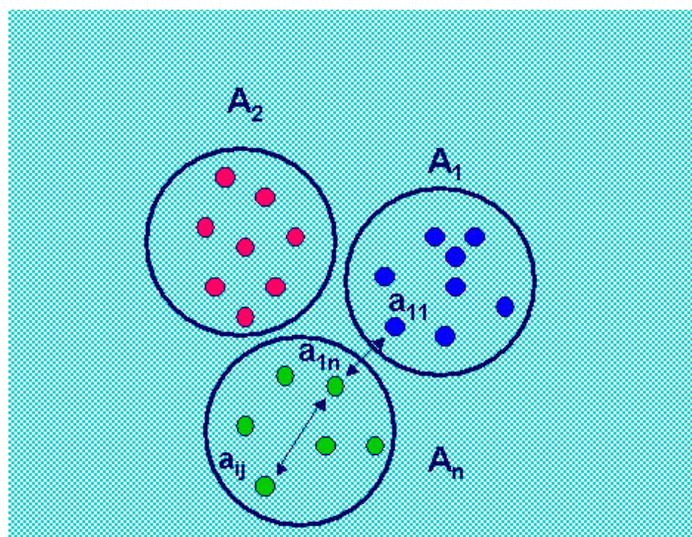


Figura 3.7 Clusters Fixos

O procedimento de formação de “*clusters* fixos” tem sido questionado, por apresentar algumas desvantagens quando o objetivo é medir o desempenho relativo, destacando-se, entre tais desvantagens:

1. o número de empresas em algum desses *clusters* pode ser demasiadamente pequeno para medir a eficiência com a técnica DEA, para a qual é aconselhável que exista, pelo menos, o triplo de concessionárias com relação às variáveis de insumos e produtos;
2. pode ocorrer que uma determinada empresa seja similar, em termos de escala, a todas as empresas do seu *cluster*. Todavia, é possível que existam outras empresas em outros *clusters* com a escala próxima dessa que não estão sendo levadas em consideração;

3. duas empresas localizadas em extremos opostos de seu *cluster* podem guardar uma distância euclidiana maior entre si do que com outras empresas de outros grupos, como, por exemplo, pode se observar na figura 3.7, onde  $a_{11}$  e  $a_{ij} \in \mathbf{A}_k$ ;  $a_{1k} \in \mathbf{A}_1$ ;  $i=1, 2, \dots, m$  e  $j=1, 2, \dots, k$ . No entanto, a empresa  $a_{1n}$  está mais próxima da empresa  $a_{11}$  do que de  $a_{ij}$ , que pertence ao mesmo cluster ( $\mathbf{A}_k$ ); e
4. a existência de fronteiras entre os grupos sempre foi uma das fraquezas das técnicas de *clusters* fixos, tanto que existem trabalhos que utilizam técnicas *fuzzy*, para contornar este problema (ROSS, 1995).

No caso da regulação do setor elétrico, a aplicação das técnicas de *clusters* tem sido uma questão polêmica e ainda não totalmente resolvida. A discussão maior dá-se em torno de quais variáveis seriam adequadas para classificar as concessionárias, tendo em vista que a troca de uma ou outra variável pode ser decisiva para mudar uma empresa de um grupo para outro, segundo (FERREIRA, 2001).

Esta mudança pode, por vezes, ser muito conveniente à concessionária, se levarmos em conta que o desempenho sempre é medido com relação ao *cluster* no qual a concessionária foi classificada, e nada garante que esta não seria mais eficiente relativamente a outro *cluster*.

### 3.7.2 Clusters Dinâmicos

A forma de ultrapassar os problemas anteriormente descritos é parte integrante do trabalho de Appa e Yue (1999), no qual os autores propõem, para medir a eficiência utilizando um modelo DEA-CRS, formar *cluster* das empresas similares à empresa  $j_0$  em apreciação, para cada vez que o DEA é operado. Simplificando, o que os autores sugerem é que, para cada operação do DEA, a empresa em apreciação não seja comparada com outras que estejam em condições significativamente diferentes e sim com empresas similares, sendo que a similaridade evolui dinamicamente a cada operação do DEA.

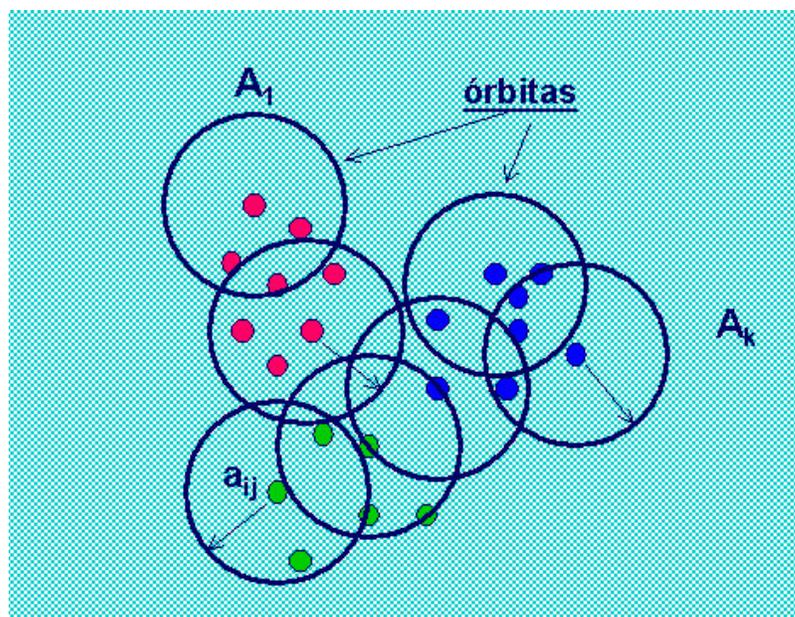


Figura 3.8 - Clusters Dinâmicos

Na formação dos  $\mathbf{A}_k$  *clusters* dinâmicos (igual ao número de elementos) basta definir um critério de similaridade que selecione as empresas na vizinhança de  $j_0$ , como mostrado na figura 3.8, onde as empresas pertencem a mais de um *cluster* ao mesmo tempo. Isto é, cada empresa assume, a cada vez que se opera o DEA, uma posição central com relação ao conjunto das demais empresas que satisfaçam à restrição imposta (critério de corte). Note-se que uma empresa  $a_{ij}$  pode ser um comparador de  $a_0$ , mas isso não implica necessariamente que  $j_0$  tenha também que pertencer ao *cluster* dinâmico de  $\mathbf{A}_k$ . O critério para formação dos *clusters* dinâmicos pode ser uni ou multidimensional.

Na sistemática aqui desenvolvida propõe-se um critério bi-dimensional, ou seja, duas variáveis de controle, que são a razão entre o custo operacional gerenciável (CG) e a energia vendida (EV), e a relação entre o custo operacional gerenciável (CG) e o número de consumidores (NC). Estas relações são conhecidas também como a eficiência parcial relativa de cada concessionária para com seu custo operacional. As restrições impostas às variáveis de controle seriam tão somente em função de suas faixas de variação. Dessa forma, admitia-se que a margem máxima seja, por exemplo, 1,5 vezes para mais e 1,5 vezes para menos. O que significa dizer que empresas com diferenças maiores do que 50% entre seus

custos unitários da energia vendida e custo unitário por consumidor não são comparáveis e, portanto, não pertencerão ao mesmo grupo. Uma das grandes vantagens do método de *clusters* dinâmicos está no fato de que, em um processo de negociação, como é tipicamente o caso das revisões tarifárias, é naturalmente mais fácil chegar a um consenso sobre uma variável de controle do que sobre um conjunto de variáveis.

### 3.8 O Fator X

A abordagem desenvolvida até aqui tem como foco a determinação do fator X de uma concessionária de distribuição. Nas etapas anteriores, organizadas sob a forma de seções, foram especificadas alternativas formais para tratamento (ou determinação) da eficiência técnica e eficiência operacional, as quais, como visto, são elementos essenciais para o cálculo do fator X.

De maneira especial, a formalização apresentada mostra como incorporar na definição de eficiência operacional um indicador de qualidade do serviço, medida de natureza bastante subjetiva. Além disso, o agrupamento de empresas em diferentes *clusters* assegura um tratamento mais adequado do resultado da avaliação de desempenho, haja vista que as empresas seriam comparadas com suas similares, o que é relevante para o aperfeiçoamento do processo de regulação por incentivo.

Para calcular o fator X, para um dado período, é necessário calcular a eficiência operacional e a eficiência técnica do setor regulado: conhecer os índices de preços do setor elétrico; obter os índices de preços e a produtividade da economia.

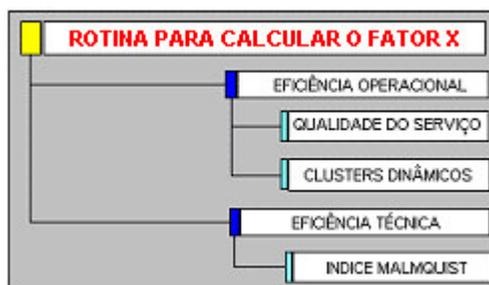


Figura 3.9 Rotina de Cálculo para Determinar o Fator X

A figura 3.9 mostra quais são os principais passos para calcular o valor do fator X, os quais podem ser resumidos como sendo:

- 1) calcular a eficiência operacional de cada uma das concessionárias. Observe-se que este cálculo requer a determinação da variável qualidade e a definição dos *clusters* dinâmicos, conforme determinado nas seções 3.6.2 e 3.7.2;
- 2) calcular a eficiência técnica do setor, por intermédio do índice de Malmquist, como definido na equação 3.12.
- 3) obter as variações médias esperadas dos índices de preços do setor elétrico e da economia, como especificado na tabela 4.7;
- 4) obter a variação média esperada da produtividade da economia como um todo; e
- 5) conhecer a participação do custo operacional gerenciável na parcela B da(s) concessionária(s) considerada(s).

Matematicamente pode-se representar o cálculo do fator X, como descrito na equação 3.17, a qual permite definir um valor de X, para cada concessionária.

$$X_j = XO_j + (\dot{X}S - \dot{X}E) + (\dot{W}E - \dot{W}S) \quad (3.18)$$

onde:

$X_j$  é o valor percentual a ser descontado do índice de reajuste da concessionária  $j$ ;

$XO_j$  é o ajuste operacional a ser feito pela concessionária sobre as suas despesas operacionais gerenciáveis (CG);

$\dot{X}S$  denota a variação média anual da produtividade total do setor;

$\dot{X}E$  representa a variação média anual observada e/ou esperada da produtividade total da economia;

$\dot{W}S$  é a variação do índice que representa o crescimento dos custos médios dos insumos (custos operacionais gerenciáveis) no setor regulado;

$\dot{W}E$  é a variação média anual observada e/ou esperada dos índice de inflação da economia.

A equação (3.18) pode ser desagregada em duas parcelas como segue:

$$AO = XO_j \quad (3.19)$$

$$AT = (\dot{X}S - \dot{X}E) + (\dot{W}E - \dot{W}S) \quad (3.20)$$

onde AO significa o ajuste intra-setorial (operacional) e a variável AT, o ajuste intersetorial (técnico). O primeiro serve para homogeneizar as produtividades dentro do setor regulado, incentivando empresas menos eficientes alcançarem níveis de eficiência mais elevados (de empresas na fronteira). O ajuste intersetorial tem como função ajustar os preços relativos e as produtividades dos mercados regulados e não regulados, de tal forma que a regulação obtenha resultados mais próximos do mercado competitivo possível. Ou seja, quanto menor forem os ajustes necessários entre mercado regulado e mercado não regulado, *ceteris paribus*, maior foi o acerto do regulador, no período considerado.

### 3.9 Conclusão do Capítulo 3

Neste capítulo foi apresentada uma nova sistemática para calcular o fator X, tal que seja possível ultrapassar as dificuldades encontradas quando se utiliza alguns dos modelos tradicionais, os quais já foram aplicados, pelo regulador no setor elétrico brasileiro. Dentre os melhoramentos aqui desenvolvidos, os mais importantes são em primeiro lugar, a substituição da medida de produtividade parcial dos fatores no setor (PPF) pela avaliação da produtividade total dos fatores (PTF).

Em segundo lugar, a inserção da medida de eficiência operacional; o tratamento da qualidade como uma variável produto das empresas, ou seja, tão importante no fornecimento do serviço quanto qualquer outro aspecto. Por último, a apresentação de uma nova maneira de agrupar as concessionárias (*clusters* dinâmicos), de tal forma que seja mais simples determinar as variáveis de controle e se supere os problemas de fronteira.

Com relação aos pressupostos do trabalho, registre-se que estes estão totalmente alinhados aos princípios do mercado competitivo, os quais, por sua vez, norteiam toda a construção do regime de regulação *price cap*. Portanto, os instrumentos conceituais fornecidos neste capítulo são suficientes para que se possa calcular o fator X das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com vantagens, em termos técnicos, sobre os modelos existentes.

A seguir apresenta-se o resumo das principais contribuições deste trabalho, com o processo de avaliação de desempenho, atualmente utilizado no setor elétrico brasileiro. Na tabela 3.1, é possível observar que esta proposta é mais abrangente do que os modelos até então colocados em prática.

MODELOS DE CÁLCULO DO FATOR X	Avaliação da Eficiência Operacional (Empresa)	Avaliação da Produtividade Setorial	Avaliação da Qualidade
Modelo ANEEL 2001	Não	Parcial (PPF)	Sim (Exógena)
Modelo ANEEL 2002/2003	Não	Parcial (PPF)	Não <sup>32</sup>
Sistemática Proposta	Sim	Total (PTF)	Sim (Endógena)

Tabela 3.1 Resumo das Principais Contribuições aos Modelos Existentes

No capítulo seguinte (capítulo 4), apresenta-se uma aplicação com dados reais para a sistemática proposta nesta tese.

<sup>32</sup> A qualidade não faz parte da metodologia do fator X. Entretanto, está previsto que seja avaliada a posteriori, no sentido de punir as concessionárias de menor índice de qualidade. Neste caso serão contabilizados os valores atribuídos ao IASC, sendo desprezadas as medidas da qualidade do fornecimento DEC e FEC, respectivamente.

# Capítulo 4

---

## 4. APLICAÇÃO DA SISTEMÁTICA DESENVOLVIDA

Neste capítulo analisa-se as variáveis candidatas a insumos e produtos do modelo DEA. Apresenta-se um tratamento especial para as variáveis monetárias, analisando a implicação da inflação sobre a fronteira eficiente. Com relação a qualidade, constrói-se as funções de juízo de valor e define-se as taxas de harmonização entre os Pontos de Vista Fundamentais. Determina-se as variáveis de controle e define-se as matrizes de similaridade resultantes. Após calcular a eficiência técnica e a eficiência operacional determina-se um valor para o fator X.

### 4.1 Os Dados Utilizados

A seguir apresenta-se a aplicação da sistemática proposta, descrevendo-se todas as fases do processo. Os dados utilizados são valores reais de uma amostra de concessionárias, cedidos pela ANEEL para este trabalho. Os nomes das concessionárias estão codificados para proteger a identidade das mesmas.

Os cálculos das produtividades operacional e técnica do setor foram elaborados a partir de uma amostra de 29 empresas, dispostas em 5 regiões (norte, sul, sudeste, nordeste e centro-oeste), da seguinte forma: Sul cinco empresas, Sudeste, Norte, Nordeste e Centro Oeste 8, 5, 7 e 4 empresas, respectivamente. Este conjunto de empresas, atualmente, é responsável pela distribuição de mais de 87% da energia elétrica consumida no país. Além disto, o número de consumidores atendidos por estas empresas representa 89% do total dos consumidores conectados no sistema elétrico brasileiro, conforme pode ser constatado na última linha da tabela 4.1.

Observe-se que na tabela 4.1 a seguir, **1S, 2S, 3S, 4S e 5S**, representam a empresa 1, 2, 3, 4, e 5 da região Sul, ao mesmo tempo em que as terminações em D, N, T e C denotam, respectivamente, as empresas do Sudeste, Norte, Nordeste e Centro Oeste.

	CONSUMO	CONSUMO MÉDIO	CONSUMIDORES	CONSUMO
Empresas	MWh	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL(MWh)
1S	7210207	175,89	767395	134974
2S	6083952	174,79	1052729	184005
3S	12424970	181,61	1365640	248016
4S	5766016	158,92	734232	116681
5S	8600422	80,99	2304333	186618
1D	34279987	121,83	4429005	539608
2D	909697	113,66	213498	24267
3D	6632670	150,48	1511988	227526
4D	18386196	161,19	2507801	404244
5D	9996081	148,08	1466268	217119
6D	5790063	136,13	725908	98818
7D	32563414	207,42	4205044	872230
8D	20916104	191,33	2933758	561313
1N	450311	195,95	93554	18332
2N	272988	253,78	46385	11772
3N	3660284	132,57	920650	122054
4N	665081	108,4	209930	22757
5N	1098511	174,04	226867	39484
1T	6768699	106,48	1824784	194311
2T	1244252	81,17	559241	45396
3T	1661057	91,77	363313	33341
4T	1716664	89,81	531945	47774
5T	8533268	92,96	2580647	239899
6T	5356489	91,96	1567785	144176
7T	1946799	78,73	675031	53146
1C	3320449	205,06	504463	103447
2C	5957214	122,83	1368374	168077
3C	3015825	174,83	512593	89615
4C	2647522	154,08	469893	72400
<b>AMOSTRA</b>	<b>217875192</b>	<b>4156,756584</b>	<b>36673054</b>	<b>5221396,083</b>
<b>Fonte: ANEEL 2003</b>				

Tabela 4.1 Representatividade da Amostra das Empresas Seleccionadas

## 4.2 Escolha das Variáveis

### 4.2.1 Variáveis de Entrada (insumos)

Avaliar o desempenho operacional das empresas distribuidoras de energia elétrica objetiva identificar as (in)eficiências operacionais relativas entre elas. A questão principal que se impõe para tal avaliação é identificar quais são os insumos que melhor representam os esforços operacionais realizados para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, uma vez que outras atividades, como geração e transmissão, não estão em questão neste trabalho<sup>33</sup>.

A primeira exigência é que, os referidos insumos devam ser de natureza estritamente operacional e totalmente gerenciáveis pela concessionária. Sob esta condição, para a avaliação da eficiência operacional, não serão levados em consideração aqueles relacionados com o capital empregado nos serviços concedidos<sup>34</sup>. Esta proposição justifica-se pela necessidade específica de avaliar a habilidade de cada concessionária em gerenciar os seus recursos de operação e manutenção (O&M).

No regime de regulação adotado pelo Brasil não cabe ao regulador definir qual a combinação ótima de recursos deva ser utilizado por uma determinada concessionária ineficiente para que esta se torne eficiente. Cabe ao regulador, identificar as ineficiências relativas e fixar os incentivos e metas para que as empresas as reduzam. Assim, nestes casos, conhecer o custo operacional da empresa já é condição suficiente para definir as metas de melhoria da produtividade. O custo operacional gerenciável (CG) é formado pelos gastos com pessoal, material e serviços de terceiros.

Note-se que o valor destas variáveis é conhecido monetariamente. Como a empresa vai combinar os seus recursos para cumprir as metas é uma decisão que cabe somente a ela como concessionária. Observe-se ainda que, na escolha do

---

<sup>33</sup> No Brasil apenas a atividade de distribuição de energia elétrica possui um contrato prevendo a medição da produtividade.

custo operacional gerenciável (CG), contas que resultem de valores não diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica não devem ser consideradas.

Resumindo, para o cálculo da eficiência operacional o modelo DEA possuirá apenas a variável custo operacional gerenciável (CG) como insumo. Para o cálculo do índice de Malmquist (eficiência técnica) será considerado também o insumo de capital (KP), visando medir o efeito combinado do trabalho e do capital na expansão da fronteira eficiência do setor elétrico.

#### **4.2.2 Variáveis de Saída (produtos)**

Com relação aos produtos, a escolha deve recair sobre um conjunto de variáveis de saída, que se julgue ser capaz de justificar a evolução do CG. Ou seja, optou-se por uma lista de produtos que estão mais diretamente correlacionados com a mudança os gastos com *pessoal, material e serviço de terceiros*.

A primeira consideração foi escolher um conjunto de produtos de caráter geral, isto é, facilmente identificados como aplicáveis e presentes na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil e em outros países.

A segunda exigência foi deixar de considerar condições específicas tais como as climáticas e geográficas de cada região ou mercado atendido pela concessionária. Especificar estes fatores exigiria um grande esforço de compilação de dados e tornaria o trabalho muito particularizado, quando o objetivo é exatamente o contrário, fornecer instrumentos de avaliação que sejam passíveis de generalização.

Dentre as variáveis candidatas a serem as saídas do modelo DEA, foram escolhidas as seguintes, pelas razões descritas a seguir:

---

<sup>34</sup> Embora seja dispensável, para o cálculo da eficiência operacional, o capital é fundamental para avaliar a eficiência técnica.

- **A extensão da rede** – está diretamente relacionada ao crescimento do CG. Observa-se que quanto maior a rede maiores são as perdas técnicas, maiores os esforços de manutenção exigidos e, por conseqüência, mais elevados são os custos operacionais que enfrentará a concessionária. Entretanto, a freqüência de atendimento também desempenha um papel muito importante no crescimento deste custo. Isto é, possuir uma rede extensa não é condição suficiente para justificar aumentos no CG, mas também o número de vezes que é percorrida a rede contribui para estes aumentos;
- **perda de energia** – as perdas podem ser de origem técnica ou econômica. A primeira deriva da qualidade dos equipamentos da concessionária, enquanto que as perdas econômicas resultam da inadimplência e de ligações clandestinas à rede. De toda maneira, os dois tipos de perdas levam a uma redução da receita e exigem custos adicionais pela necessidade de aumentar pessoal, tanto para fiscalização das ligações, quanto para a reparação das avarias. Entretanto, possivelmente naquelas instalações mais depreciadas, a solução para as perdas pode passar pela modernização ou compra de novos equipamentos. Então, nestes casos o impacto econômico se dá mais diretamente sobre os investimentos (aumento da qualidade do serviço) do que sobre o CG;
- **energia vendida (MWh)** – é capaz de justificar oscilações no CG quando a demanda aumenta inesperadamente ou ultrapassa patamares não previstos pela concessionária. De fato, o crescimento do consumo pode requerer compra de equipamentos, expansão da rede e aumento dos custos de manutenção. Entretanto, quando a demanda de energia cai, o CG pode continuar no mesmo nível. Um exemplo disto foi o racionamento ocorrido em 2001, quando a demanda caiu a níveis muito baixos, para os padrões até então considerados normais no Brasil, e os custos de operação, ao contrário, cresceram, principalmente pela necessidade de um melhor atendimento ao público, seja no esclarecimento das novas regras ao consumidor ou pela dificuldade de manter padrões mínimos de qualidade em um sistema reconhecidamente instável;

- **número de consumidores** - o número de consumidores constitui-se no maior responsável pela variação do CG. O atendimento ao consumidor exige o cumprimento de padrões de fornecimento e de qualidade previamente estabelecidos em contrato. Todo e qualquer aumento do número de consumidores provocará um aumento no CG. Uma redução no número de unidades consumidoras provoca perda de receita e, naturalmente, significa um aumento no custo unitário por consumidor. Pode-se considerar o número de consumidores por faixa de consumo, tais como residenciais, industriais, comerciais, rurais e outras. No caso brasileiro, esta abertura revelou ser desnecessária, uma vez que a grande maioria dos consumidores se concentra na faixa residencial, aproximadamente 80% dos consumidores, conforme pode ser visto na última linha da tabela 4.2 a seguir;
- **área de concessão** - é uma variável que por si só não é capaz de explicar as mudanças no CG. Empresas com grandes áreas concedidas podem possuir uma densidade de consumidores muito alta ou muito baixa. Assim, para explicar a evolução do custo operacional devemos ler esta variável sempre associada a uma outra que indique concentração ou freqüência. Por exemplo, empresas com grandes áreas de concessão e grande dispersão de consumidores poderão justificar despesas operacionais maiores em função do número de vezes que prestam atendimento ou efetuam manutenções no sistema, dado que necessitam cobrir áreas maiores;
- **qualidade** - o nível de qualidade justifica alterações no CG, como já fora visto no Capítulo 3 deste trabalho. O atendimento ao cliente e o cumprimento aos padrões de qualidade exigidos pelo regulador pode diferenciar uma empresa da outra, em termos de custos operacionais. Para Bana e Costa et al (2002) não considerar a qualidade como um produto “... *significaria penalizar as concessionárias com melhor esforço de qualidade, pois que o acréscimo de custos a isso devido não encontraria justificativa na análise comparativa de eficiência operacional. Estar-se-ia então a dar um incentivo perverso para reduzir custos associados à qualidade, penalizando em última análise o bem estar do consumidor. Note-se que a simples imposição de*

*padrões mínimos de qualidade a todas as empresas não é suficiente para diferenciar entre empresas com diferentes níveis de qualidade de serviço”.(pg 30).*

Empresa	Consumo MWh	Unidades Consumidoras		Participação %
		Total	Residencial	
1S	7210207	945758	767395	81,14
2S	6083952	1239523	1052729	84,93
3S	12424970	1772221	1365640	77,06
4S	5766016	1001638	734232	73,30
5S	8600422	2952251	2304333	78,05
1D	34279987	5395922	4429005	82,08
2D	909697	283214	213498	75,38
3D	6632670	1924552	1511988	78,56
4D	18386196	2936710	2507801	85,39
5D	9996081	1757598	1466268	83,42
6D	5790063	910676	725908	79,71
7D	32563414	5584566	4205044	75,30
8D	20916104	3477668	2933758	84,36
1N	450311	103728	93554	90,19
2N	272988	52147	46385	88,95
3N	3660284	1048235	920650	87,83
4N	665081	245377	209930	85,55
5N	1098511	327205	226867	69,33
1T	6768699	2244483	1824784	81,30
2T	1244252	598927	559241	93,37
3T	1661057	403232	363313	90,10
4T	1716664	589634	531945	90,22
5T	8533268	2858271	2580647	90,29
6T	5356489	1881919	1567785	83,31
7T	1946799	869309	675031	77,65
1C	3320449	594749	504463	84,82
2C	5957214	1650166	1368374	82,92
3C	3015825	597359	512593	85,81
4C	2647522	572272	469893	82,11
<b>Média</b>				<b>82,84</b>
<b>Fonte: ANEEL 2003</b>				

Tabela 4.2 Proporção de Consumidores Residenciais por Empresa

#### 4.2.2.1 Análise de Correlação das Variáveis

Com o objetivo de fundamentar as observações tecidas sobre as variáveis candidatas, calculou-se a matriz de correlação entre as essas ao nível de confiança de 95%, para os dados contidos na tabela 4.3, obtendo-se como resultado os valores listados na tabela 4.4.

ANO TESTE 2001					
Empresa	CG	N. Clientes	Vendas MWh	km Rede	AREA Km <sup>2</sup>
1S	75.854,21	948.037,00	7.210.207,00	30.617,72	97.121,38
2S	303.154,81	1.227.738,00	6.083.952,00	25.299,62	76.008,80
3S	284.906,18	1.773.454,00	12.424.970,00	57.911,00	88.555,00
4S	73.524,45	999.212,00	5.766.016,00	37.323,09	85.477,55
5S	430.592,91	2.950.231,00	8.600.422,00	150.193,90	197.142,72
1D	762.603,63	5.412.069,00	34.279.987,00	294.021,94	564.897,00
2D	30.954,92	281.059,00	909.697,00	15.576,76	15.895,60
3D	169.053,79	1.691.224,00	6.632.670,00	21.394,64	28.610,08
4D	248.726,81	2.891.453,00	18.386.196,00	38.596,76	90.724,59
5D	145.653,73	1.716.361,00	9.996.081,00	70.860,53	120.853,00
6D	91.324,25	922.579,00	5.790.063,00	32.571,84	41.024,09
7D	543.903,74	4.745.728,00	32.563.414,00	17.749,01	4.509,69
8D	405.544,38	3.232.744,00	20.916.104,00	17.035,20	10.985,70
1N	20.647,40	103.728,00	450.311,00	1.582,10	146.647,00
2N	18.523,95	50.714,00	272.988,00	700,39	5.712,00
3N	179.504,90	1.044.379,00	3.660.284,00	15.407,37	81.803,18
4N	41.236,36	245.335,00	665.081,00	11.470,48	280.325,00
5N	49.217,79	296.139,00	1.098.511,00	14.475,51	2.959.575,55
1T	139.194,94	2.032.274,00	6.768.699,00	38.983,95	95.217,87
2T	54.961,63	602.157,00	1.244.252,00	14.863,10	263.547,99
3T	36.403,84	403.235,00	1.661.057,00	7.293,98	17.465,00
4T	59.986,59	591.182,00	1.716.664,00	10.701,49	29.466,00
5T	233.619,28	3.127.626,00	8.533.268,00	32.839,00	573.386,70
6T	144.490,87	744.950,00	5.356.489,00	45.648,00	145.814,00
7T	61.687,83	772.982,00	1.946.799,00	16.909,01	53.086,00
1C	142.189,34	594.749,00	3.320.449,00	8.070,79	5.795,00
2C	239.157,38	1.642.551,00	5.957.214,00	121.725,00	353.414,00
3C	106.216,90	625.688,00	3.015.825,00	56.137,42	836.350,51
4C	66.956,32	560.431,00	2.647.522,00	95.652,02	329.265,92
Fonte: ANEEL 2003					

Tabela 4.3- Variáveis Básicas para o Conjunto de Concessionárias Considerado

	CG	EV	ER	NC	AR
CG	1	0,9395	0,5579	0,9286	-0,0408
EV	0,9395	1	0,549	0,9474	-0,0708
ER	0,5579	0,549	1	0,5656	0,1129
NC	0,9286	0,9474	0,5656	1	-0,0668
AR	-0,0408	-0,0708	0,1129	-0,0668	1

Tabela 4.4 - Matriz de Correlação entre as Variáveis<sup>35</sup>

Tomando como base Gujarati (1995) pode-se dizer que a relação entre as variáveis custo operacional gerenciável (CG) e número de consumidores (NC) apresentou um coeficiente de correlação bastante elevado (0,94) sinalizando que esta variável é bastante importante na variação do CG, como era de se esperar. A correlação entre a energia vendida (EV) e o número de consumidores (NC) é de 0,95, um valor também elevado. Ambas as variáveis apresentam correlações significativas e positivas com o custo operacional (CG) e, em função disto, devem ser escolhidas como variáveis de saída (produtos). Destaca-se, porém, que, conforme foi observado durante o racionamento, em situações especiais, esta alta correlação pode não se verificar.

Embora a correlação da extensão da rede para com todas as demais variáveis seja muito baixa (mas positiva), optou-se por manter esta variável no conjunto de saída do DEA. Isto porque a sua inclusão evita o prejuízo às distribuidoras que possuem clientes mais dispersos em relação a empresas com os clientes mais concentrados. Por sua vez, o valor da correlação entre a área da concessão e o custo operacional é negativa (-0,04). Por isto, não é relevante incluir a área como fator determinante de mudanças no CG. Além disto, as variações no custo devem-se a extensão da rede e instalações, não à área de concessão.

Note-se ainda que, a área de concessão (AR) apresentou correlação negativa com todas as variáveis, com exceção da extensão da rede (ER). Mesmo assim, foi de apenas 0,11. Isto explica-se pelo que já foi comentado a respeito da densidade de consumidores e da freqüência de atendimento. Registre-se que não foram feitos testes de correlação entre a variável (QL) e as demais variáveis, porque

a qualidade, como foi visto na seção 4.2.2, neste trabalho é considerada uma variável decisiva na evolução do custo operacional, além de ser a sua inserção um dos melhoramentos que se propõe aos modelos existentes. Neste contexto, os teste de correlação não seria determinante para a inclusão ou não da variável (QL).

Em resumo, a análise de correlação efetuada aponta para a escolha, entre as seguintes variáveis determinantes do CG: energia vendida em MWh (EV), número total de consumidores (NC), extensão da rede em km (ER) e o índice de satisfação com a qualidade do serviço (QL).

A seguir apresenta-se, na tabela 4.5, uma relação das principais variáveis eleitas como entradas e/ou saídas nos mais recentes trabalhos feitos no setor de eletricidade, utilizando-se modelos baseados na técnica DEA, para avaliar o desempenho de empresas, nos demais países.

AUTOR	INSUMO	PRODUTO
Weyman-Jones(1992)	Extensão da rede; <u>número de empregados</u> ;	<u>Nº de consumidores</u> ; <u>GWh vendido</u> p/ classe de consumo; área de concessão; demanda de ponta
Hjalmarsson e Veiderpass (1992)	Extensão da rede de baixa e alta tensão; <u>mão de obra empregada</u> ; capacidade de transformação	<u>vendas em baixa e alta tensão</u> ; <u>número de consumidores</u> em baixa e em alta tensão
ESSA (1994)	Extensão da rede; <u>mão de obra empregada</u> ; capacidade de transformação	<u>GWh vendido</u> ; <u>nº de consumidores</u> (residenciais, e não residenciais)
lpart (1994)	Extensão da rede; capacidade de transformação; <u>mão de obra empregada</u> ; <u>gastos operacionais</u>	<u>GWh vendido</u> ; <u>nº de consumidores</u> (residenciais, e não residenciais)
Weyman-Jones e Burns (1994)	Extensão da rede; <u>número de empregados</u> ; capacidade de transformação	<u>GWh vendido</u> ; <u>nº de consumidores</u> (residenciais, industriais e comerciais)
Pollit (1995)	Extensão da rede; <u>número de empregados</u> ; capacidade de transformação	<u>Nº consumidores</u> , <u>GWh vendido para consumidores não-residenciais</u> ; área de concessão; demanda de ponta
Towers (1995)	grau de urbanização; fator de carga; índice de confiabilidade do sistema; <u>despesas operacionais</u>	<u>Nº de consumidores</u> ; <u>GWh vendido</u> ; <u>extensão da rede</u>
Bagdadioglu et. Al. (1996)	Extensão da rede; <u>mão de obra empregada</u> ; capacidade de transformação; perdas; <u>despesas operacionais</u>	<u>Nº consumidores</u> , <u>GWh vendido</u> ; área de concessão; demanda de ponta; densidade (consumidor/km <sup>2</sup> )
QERU (1997)	<u>Nº de empregados</u> ; estoque de capital; <u>gastos de O&amp;M (exceto de mão de obra)</u>	<u>GWh vendido</u> ; <u>nº de consumidores</u> ; demanda de ponta

Tabela 4.5 Insumos e Produtos Sugeridos na Literatura Especializada

<sup>35</sup> Os valores relativos às perdas são de difícil contabilização. Isto deve-se à falta da formalização regulatória, na forma de contabilizá-los.

A tabela 4.5 revela uma quase unanimidade, entre os autores citados, na inclusão do *número de consumidores e energia vendida* na categoria dos produtos, enquanto que, no lado dos insumos, aparece na maior parte das sugestões a *extensão da rede e número de empregados*. Das quatro variáveis mais citadas na tabela 4.5, três delas coincidem com os as variáveis de saída escolhidas para avaliar a eficiência das concessionárias brasileiras. Com relação ao *número de empregados*, este está aqui representado, monetariamente, por intermédio da variável *pessoal*. Portanto, nota-se uma convergência entre o conjunto de variáveis escolhidas neste trabalho e aquele sugerido pela literatura internacional.

#### **4.2.2.2 Tratamento da Variáveis Monetárias**

Os insumos, por se tratarem de valores monetários, devem ser deflacionados nos respectivos anos em que foram contabilizados. Este procedimento objetiva reduzir possíveis deslocamentos “artificiais” da fronteira de eficiência.

Por exemplo, o crescimento dos preços dos insumos, por efeito inflacionário, mantido o nível do produto, pode provocar um deslocamento da fronteira de eficiência para baixo. O contrário também pode ser verdadeiro. Assim, em anos de inflação muito elevada, as empresas, em geral, tenderão a apresentar uma menor produtividade. Logo, por conseqüência, a fronteira tenderá a assumir uma posição em um plano inferior àquele que estaria na ausência de inflação. A figura 4.1 representa esta situação.

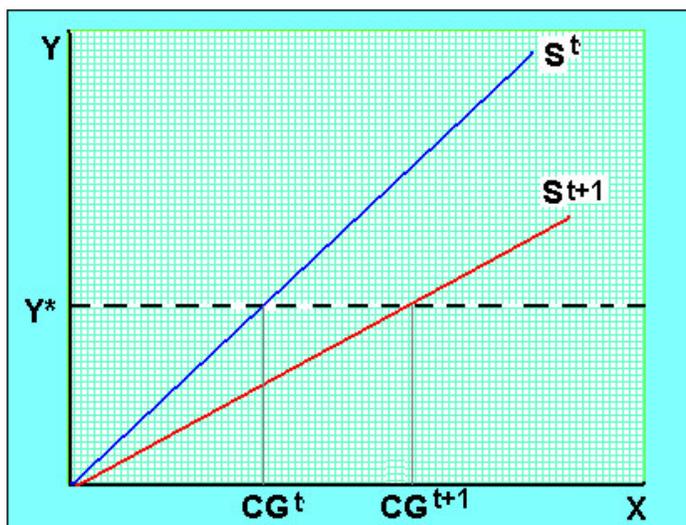


Figura 4.1 Efeito da Inflação Sobre a Fronteira de Eficiência

Imaginem-se, com base na figura 4.1, uma empresa eficiente em  $S^t$ , que produz com um custo operacional  $CG^t$ . Se esta empresa tiver seus custos aumentados, por efeito inflacionário, para  $CG^{t+1}$ , considerando-se o produto  $Y^*$  fixo, então a única alternativa para que esta empresa continue eficiente é a fronteira de eficiência deslocar-se para  $S^{t+1}$ . Logo, como é de se esperar que isto aconteça com todas as demais empresas que compõem a fronteira eficiente  $S^t$ , então espera-se que ocorra uma contração na fronteira de eficiência do setor.

Para evitar que, em anos de inflação mais elevada, a análise da eficiência técnica do setor fique prejudicada, cada uma das variáveis deve ser deflacionada segundo o índice oficial que melhor representa a sua variação. Nos casos em apreciação, foram utilizados os índices da tabela 4.6, com seus valores constantes da tabela 2.5, do anexo II, os quais são os índices aceitos pelo regulador brasileiro e de uso comum pelas concessionárias do setor elétrico.

Variável	Indexador
Investimentos	IGPM
Ativo Imobilizado	IGPM
Estoque	IGPM
Amortização	IGPM
Pessoal	INPC
Material	IGPM
Serviço Terceiros	IPCA

Tabela 4.6 Indexadores dos Insumos

Os cálculos de correção dos valores das variáveis de custo operacional (CG) e de capital (KP) constam das tabelas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 do Anexo II.

### 4.3 Determinação da Qualidade (QL)<sup>36</sup>

A qualidade deve compor como uma variável única, pelos motivos já discutidos na seção 3.6.1. Portanto, é necessário construir uma escala comum para reunir os diferentes aspectos pelos quais a qualidade foi medida pelo órgão regulador. Relembrando, o método para determinação de um único valor para a qualidade, está baseado no modelo *Macbeth* para MCDA, desenvolvido por (BANA E COSTA; VANSNICK, 1995).

#### 4.3.1 Descritores dos Pontos de Vistas Fundamentais

Uma vez que os PVF's já foram definidos no capítulo 3, é necessário construir descritores que permitam a avaliação do impacto de cada uma das ações em cada um dos diferentes níveis. Os descritores, como já fora visto, podem ser de natureza direta, naturais, indiretos ou ainda construídos, quando possuem o caráter eminentemente qualitativo. Na prática, se constrói uma escala de preferências locais, onde  $N_j$  deve ser ordenado entre um nível de impacto maior e um de impacto menor, em termos de atratividade, ou seja, um pré-ordenamento completo por meio dos descritores.

<sup>36</sup> As diferenças de atratividade foram sugeridas pelo autor. Todos os valores foram adotados com base na experiência e comparados com as sugestões de especialistas da agência reguladora ANEEL.

O Ponto de Vista Fundamental PVF3 (IASC) foi decomposto, no modelo utilizado pela ANEEL, em dezessete outros Pontos de Vista Elementares (PVE's). Entretanto, para efeitos práticos, conhecer o valor final do IASC é suficiente para os propósitos do trabalho.

Registre-se que aqui não se discute como foram avaliados os PVE's, pelo agente regulador, bem como não está em questão qual o tipo de metodologia utilizada para tal. O importante, para efeito do trabalho, é que os dados são reais, oficiais e regularmente divulgados pela ANEEL.

#### 4.3.1.1 PVF 1 – Descritor da Duração da Interrupção da Energia (DEC)

Este Ponto de Vista é medido em número de horas de interrupção (falta) da energia elétrica durante o período de um ano. Os seus valores constam da tabela 4.7.

NÍVEL	DESCRITOR - DEC - em horas por ano	Limiar
N11	A duração da Interrupção é menor ou igual a 5	
N10	A duração da Interrupção está no intervalo de 5 a 10	<b>Bom</b>
N9	A duração da Interrupção está no intervalo de 11 a 16	
N8	A duração da Interrupção está no intervalo de 17 a 22	
N7	A duração da Interrupção está no intervalo de 23 a 28	
N6	A duração da Interrupção está no intervalo de 29 a 34	
N5	A duração da Interrupção está no intervalo de 35 a 40	
N4	A duração da Interrupção está no intervalo de 41 a 46	
N3	A duração da Interrupção está no intervalo de 47 a 50	<b>Neutro</b>
N2	A duração da Interrupção está no intervalo de 51 a 56	
N1	A duração da Interrupção está acima de 56	

Tabela 4.7. Matriz de Descritores do PVF1 – DEC

#### 4.3.1.2 PVF 2 – Descritor da Frequência da Interrupção da Energia (FEC)

Este Ponto de Vista é avaliado pela contagem do número de vezes em que o fornecimento de energia sofreu interrupção durante o período de um ano, e é caracterizado como pode ser visto na tabela 4.8.

NÍVEL	DESCRIPTOR - FEC - em desligamentos por ano	Limiar
N11	A duração da Interrupção é menor ou igual a 5	
N10	A duração da Interrupção está no intervalo de 5 a 10	<b>Bom</b>
N9	A duração da Interrupção está no intervalo de 11 a 16	
N8	A duração da Interrupção está no intervalo de 17 a 22	
N7	A duração da Interrupção está no intervalo de 23 a 28	
N6	A duração da Interrupção está no intervalo de 29 a 34	
N5	A duração da Interrupção está no intervalo de 35 a 40	
N4	A duração da Interrupção está no intervalo de 41 a 46	
N3	A duração da Interrupção está no intervalo de 47 a 50	<b>Neutro</b>
N2	A duração da Interrupção está no intervalo de 51 a 56	
N1	A duração da Interrupção está acima de 56	

Tabela 4.8. Matriz de Descritores do PVF2 – FEC

#### 4.3.1.3 PVF 3 – Descritor do Índice de Satisfação do Consumidor (IASC)

O IASC foi obtido, por intermédio de pesquisa, numa escala que representa as preferências do consumidor, variando de 0 a 100 pontos percentuais, conforme a tabela 4.9.

NÍVEL	DESCRIPTOR - IASC - pontos percentuais (%)	Limiar
N9	IASC acima de 80	
N8	IASC no intervalo de 74 a 80	<b>Bom</b>
N7	IASC no intervalo de 70 a 73	
N6	IASC no intervalo de 66 a 69	
N5	IASC no intervalo de 62 a 65	
N4	IASC no intervalo de 58 a 61	
N3	IASC no intervalo de 54 a 57	
N2	IASC no intervalo de 50 a 53	<b>Neutro</b>
N1	IASC é inferior a 50	

Tabela 4.9. Matriz de Descritores do PVF3 – IASC

### 4.3.2 Critérios para Definição dos Limiares (Bom e Neutro)

Os critérios para determinação dos limiares baseiam-se na amostra fornecida pelo regulador e na experiência do corpo técnico responsável pela área de qualidade da ANEEL. Assim, definiu-se que o limiar mais elevado (Bom) seria em função dos melhores resultados alcançados pelas empresas, em cada um dos Pontos de Vistas considerados. A fixação de um patamar mínimo (Neutro) está relacionada com a distribuição estatística dos Pontos de Vistas. Isto é, nos casos dos indicadores de qualidade técnica, cobriu-se um intervalo que contém mais de 90% das empresas analisadas, como pode ser visto nas tabelas 4.10 e 4.11. No caso do indicador de qualidade do atendimento (IASC), a cobertura de empresas chegou a 96%, conforme pode ser verificado na tabela 4.12.

Distribuição do DEC				
Intervalos	Empresas	Acumulado	% Empresa	% Acumulado
[0 , 10]	5	5	16,13	15,63
[10 , 20]	9	14	29,03	43,75
[20 , 30]	12	26	38,71	81,25
[30 , 40]	1	27	3,23	84,38
[40 , 50]	2	29	6,45	90,63
[50 , 60]	1	30	3,23	93,75
[60 , 70]	1	31	3,23	96,88
Média	Mínimo	Máximo	Concentração	Desvio
<b>21,89</b>	<b>5,82</b>	<b>65,77</b>	<b>[20 , 30]</b>	<b>14,23</b>

Tabela 4.10. Tabela de Distribuição do DEC

Distribuição do FEC				
Intervalos	Empresas	Acumulado	% Empresa	% Acumulado
[0 , 10]	5	5	16,13	16,13
[10 , 20]	13	18	41,94	58,06
[20 , 30]	4	22	12,9	70,97
[30 , 40]	6	28	19,35	90,32
[40 , 50]	2	30	6,45	96,77
[50 , 60]	0	30	0	96,77
[60 , 70]	0	30	0	96,77
[70 , 80]	1	31	3,23	100
Média	Mínimo	Máximo	Concentração	Desvio
<b>21,18</b>	<b>5,21</b>	<b>75,05</b>	<b>[10 , 20]</b>	<b>14,12</b>

Tabela 4.11 Tabela de Distribuição do FEC

Distribuição do IASC				
Intervalos	Empresas	Acumulado	% Empresa	% Acumulado
[50 , 55]	3	3	9,68	9,68
[55 , 60]	4	7	12,9	22,58
[60 , 65]	9	16	29,03	51,61
[65 , 70]	12	28	38,71	90,32
[70 , 75]	2	30	6,45	96,77
[75 , 80]	1	31	3,23	100
Média	Mínimo	Máximo	Concentração	Desvio
63,64	53,31	75,05	[60 , 70]	5,55

Tabela 4.12 Tabela de Distribuição do IASC

Após a identificação e a análise dos intervalos de frequência consultaram-se os técnicos *experts* em qualidade da ANEEL, com o objetivo de tornar consistente os limiares eleitos para servirem de referência à transformação da escala *Macbeth* em uma escala linear. Os resultados desta análise de consistência foram positivos, ou seja, bastante coerentes com a realidade.

### 4.3.3 As Matrizes Semânticas

Atribuindo-se valores as categorias  $C_k$ , apresentadas no capítulo 3, foram obtidos as matrizes semânticas para cada um dos Pontos de Vista Fundamentais. Na coluna da direita de cada matriz estão os valores da função em escala linear, conforme pode ser visto adiante, nas tabelas 4.13, 4.14 e 4.15 e graficamente nas figuras 4.2, 4.3 e 4.4 construídas para cada ponto de vista.

	N11	N10	N9	N8	N7	N6	N5	N4	N3	N2	N1	Current scale
N11	no	very weak	moderate	positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	104
N10		no	weak	extreme	positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	100
N9			no	strong	extreme	positive	positive	positive	positive	positive	positive	92
N8				no	v. strong	extreme	positive	positive	positive	positive	positive	76
N7					no	v. strong	extreme	positive	positive	positive	positive	56
N6						no	strong	extreme	positive	positive	positive	36
N5							no	moderate	v. strong	positive	positive	20
N4								no	weak	moderate	positive	8
N3									no	very weak	weak	0
N2										no	very weak	-4
N1											no	-8

Consistent judgements

Tabela 4.13. Matriz de Juízo de Valor do DEC - (Linear)

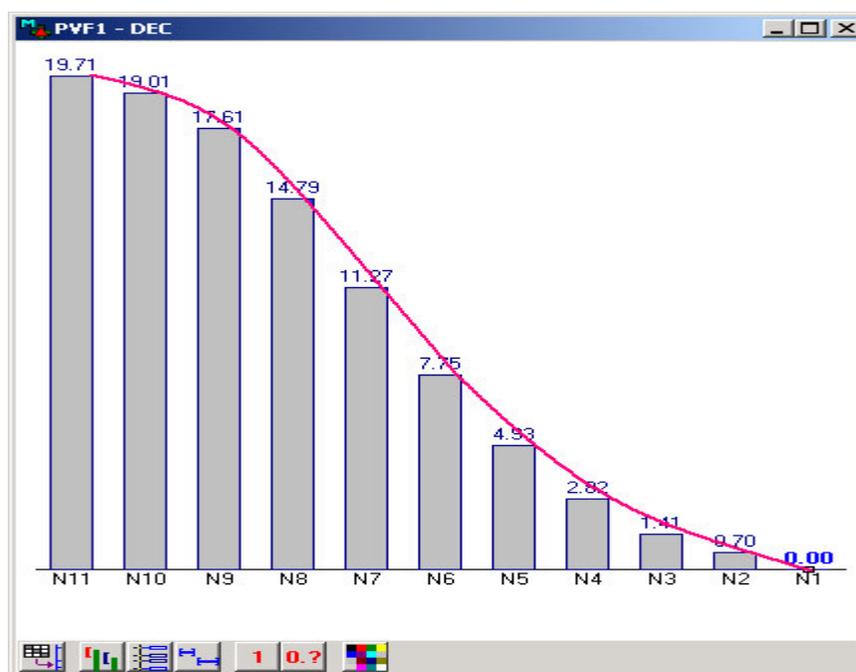


Figura 4.2 Função de Valor do PVF 1 – DEC (Macbeth)

	N11	N10	N9	N8	N7	N6	N5	N4	N3	N2	N1	Current scale
N11	no	very weak	moderate	positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	104
N10		no	weak	v. strong	positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	100
N9			no	moderate	extreme	positive	positive	positive	positive	positive	positive	92
N8				no	strong	extreme	positive	positive	positive	positive	positive	81
N7					no	v. strong	extreme	positive	positive	positive	positive	65
N6						no	v. strong	extreme	positive	positive	positive	46
N5							no	strong	extreme	positive	positive	27
N4								no	moderate	strong	positive	11
N3									no	very weak	weak	0
N2										no	very weak	-3
N1											no	-7

Consistent judgements

Tabela 4.14 – Matriz de Juízo de Valor do FEC – (Linear)

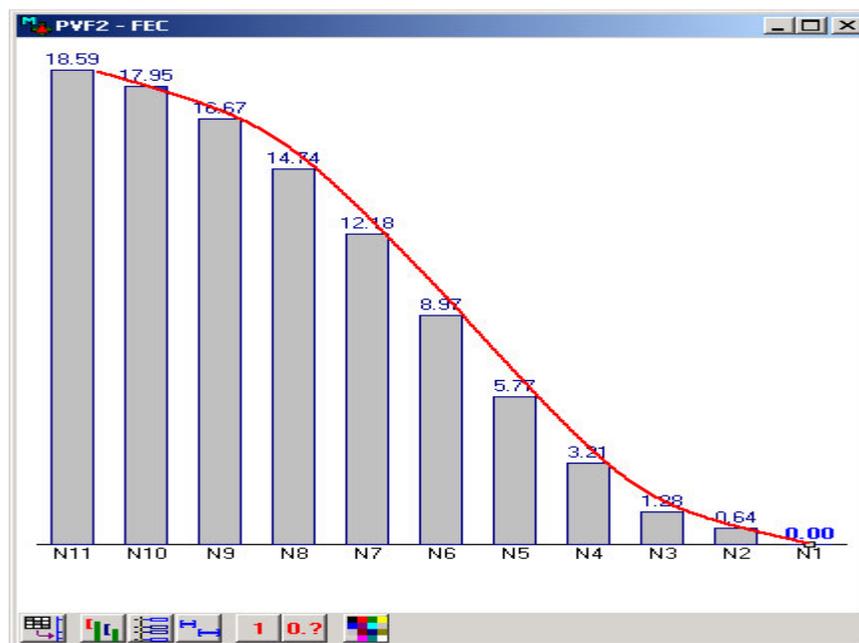


Figura 4.3 Função de Valor do PVF 2 - FEC - (Macbeth)

	N9	N8	N7	N6	N5	N4	N3	N2	N1	Current scale
N9	no	very weak	moderate	extreme	positive	positive	positive	positive	positive	100
N8		no	weak	extreme	extreme	positive	positive	positive	positive	95
N7			no	strong	extreme	extreme	positive	positive	positive	87
N6				no	v. strong	extreme	extreme	positive	positive	73
N5					no	v. strong	extreme	extreme	positive	50
N4						no	strong	v. strong	extreme	28
N3							no	weak	weak	12
N2								no	very weak	4
N1									no	0

Consistent judgements

Tabela 4.15 – Matriz de Juízo de Valor – (IASC) – (Linear)

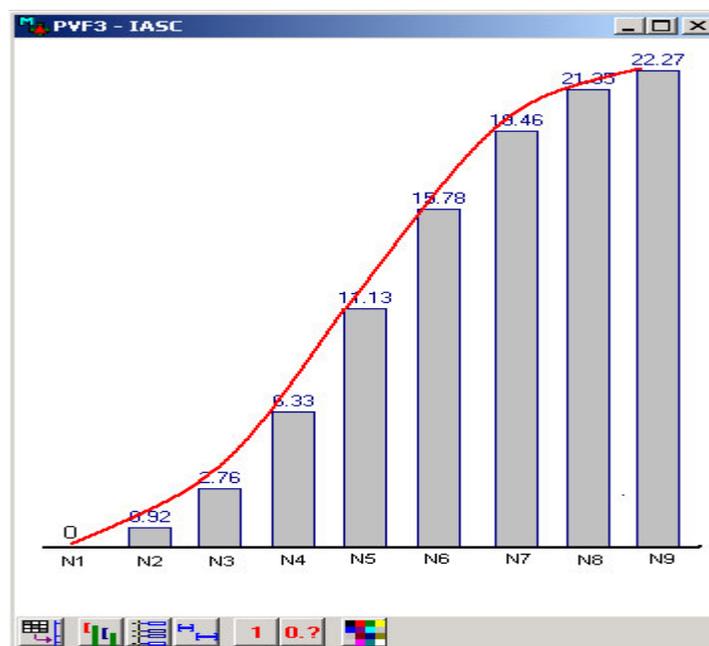


Figura 4.4 Função de Valor do PVF 3 – IASC (Macbeth)

Observe-se que as funções de valor das figuras 4.2, 4.3 e 4.4, revelam que, quando os níveis de qualidade estão muito baixos é necessário um esforço muito grande na redução do DEC e do FEC e no aumento do IASC, para que o consumidor perceba a melhoria e portanto revele um nível de satisfação mais elevado com relação à situação inicial. Na situação contrária, isto também ocorre. Grandes mudanças na melhoria da qualidade, a partir de um certo nível, não são percebidas pelo consumidor na mesma intensidade que ocorre em faixas intermediárias de qualidade. Isto pode se explicar pela saturação da qualidade, ou pela não disposição do consumidor em pagar mais por uma qualidade que não contribui marginalmente para a satisfação global daquele.

### 4.3.3 Taxas de Harmonização

Para encontrar as taxas de harmonização (pesos) entre os Pontos de Vista Fundamentais DEC, FEC e IASC, última coluna a direita da matriz representada pela tabela 4.16, optou-se por fazer um processo que se pode chamar de mini *Macbeth*, da forma que segue: primeiro hierarquizou-se os PVF's, obtendo-se em ordem decrescente de prioridade o DEC, FEC e IASC, conforme consta na tabela 4.18. A última coluna à direita na matriz contém, em termos de dominância, o somatório obtido por cada um dos PVF's comparados dois a dois.

	DEC	FEC	IASC	$\Sigma$
DEC	no	1	1	2
FEC	0	no	1	1
IASC	0	0	no	0

Tabela 4.16 Matriz de Dominância dos PVF's

Em segundo lugar fixou-se um nível neutro representando uma ação nula e questionou-se, à semelhança do que foi feito para encontrar as matrizes de juízos de valor nos itens precedentes, a respeito de quais eram as diferenças de

atratividade entre os níveis em questão. Assim, obteve-se a matriz semântica da tabela 4.17, e por intermédio do *Macbeth*, os pesos relativos de cada um dos PVF's.

	DEC	FEC	IASC	NEUTRO	Current scale
DEC	no	very weak	strong	positive	40
FEC		no	moderate	positive	36
IASC			no	extreme	24
NEUTRO				no	0

Consistent judgements

Tabela 4.17 – Matriz de Juízo de Valor – Taxas de Harmonização (Linear)

#### 4.3.4 Resultados da Avaliação da Qualidade

Após definidas, por meio do *Macbeth*, as matrizes semânticas e as taxas de harmonização entre os PVF's, classificaram-se as concessionárias em função da qualidade apresentada para cada um dos pontos de vista fundamentais PVF's.

Para esclarecer o procedimento tome-se, para a empresa **1S**, os valores constantes da linha 1 na tabela 1.1, do Anexo 1, que apresenta para a qualidade, medida pela ANEEL, no ano de 2001, um valor de 20,42 para o DEC; 18,85 para o FEC; e para o IASC 67,14, colunas (1, 2 e 3) respectivamente.

Com relação ao DEC (20,42), a empresa em questão se enquadra no nível N8 da matriz de descritores do PVF1 (tabela 4.7), obtendo assim 76 pontos na escala linear para este ponto de vista (tabela 4.13). Os pontos relativos ao FEC (18,85) levam a posicionar a empresa também no nível N8 da matriz de descritores do PVF2 (tabela 4.8), o que lhe garante 81 pontos na escala linear. Por último, o resultado do IASC (67,14) significa que a empresa está localizada no nível N6 da matriz de descritores do PVF3 (tabela 4.9), lhe garantindo mais 73 pontos (tabela 4.15). Assim, aplicando-se a equação (3.16), do capítulo 3, aos valores observados, obtém-se a nota final, em termos de satisfação do consumidor, para a empresa **1S**, como segue:

$$\sum_{k=1}^{Nc} p_k v_k(c) = 0,40 \times 76 + 0,36 \times 81 + 0,24 \times 73 = 77,08$$

onde os pesos 0,40, 0,36 e 0,24 representam as taxas de harmonização entre os PVF's estão contidos na tabela 4.17.

Logo, a qualidade (QL) a ser levada como uma das saídas aos modelos DEA, para a empresa **1S**, no ano de 2001, será no valor de 77,08 pontos, já convertidos para a escala linear. O mesmo procedimento deve ser repetido para as demais empresas da amostra.

Estes valores constam da tabela 4.19, a seguir. Note-se que nos anos de 1998, 1999 e 2000 não havia a medição do IASC. Portanto, nestes anos o  $p_3$  assumiu o valor de zero e  $p_1$  e  $p_2$  foram 0,52 e 0,48, respectivamente. De maneira análoga, repetindo-se o procedimento para as demais empresas nos anos de 1998, 1999 e 2000, obtém-se os valores da qualidade para a amostra, tal como consta na tabela 4.18, a seguir.

Empresa	QUALIDADE (QL)			
	1998	1999	2000	2001
1S	78,40	78,40	58,04	77,08
2S	60,32	60,32	69,08	63,56
3S	40,80	68,00	77,08	81,40
4S	78,40	78,40	91,76	77,08
5S	92,00	92,00	91,76	91,76
1D	95,84	100,00	88,00	94,64
2D	96,16	92,00	94,96	93,92
3D	31,68	49,92	66,04	66,04
4D	100,00	100,00	88,00	93,52
5D	95,84	100,00	93,52	93,52
6D	83,68	83,68	81,92	91,76
7D	83,68	83,68	84,80	78,16
8D	92,00	100,00	88,00	82,48
1N	104,00	23,36	9,68	20,00
2N	0,00	0,00	28,88	44,12
3N	0,00	23,36	41,12	30,96
4N	0,00	0,00	24,92	14,00
5N	0,00	0,00	0,00	13,04
1T	92,00	92,00	81,92	81,92
2T	0,00	0,00	0,00	21,92
3T	38,88	92,00	72,08	93,52
4T	41,60	49,92	37,88	63,56
5T	57,60	73,28	62,00	65,68
6T	60,32	60,32	26,72	58,04
7T	0,00	17,12	49,80	75,52
1C	78,40	92,00	87,44	87,44
2C	51,20	70,72	60,28	45,44
3C	0,00	0,32	26,28	41,12
4C	83,68	83,68	76,40	79,76
<b>Fonte: ANELL 2003</b>				

Tabela 4.18 Valores da Qualidade para o Modelo DEA

Em termos de média global, para a qualidade, no período 1998 a 2001, observa-se que a região sudeste é a primeira colocada, com uma média 84,46 pontos, seguida da região sul com 75,28. Em terceiro lugar, aparece a região centro oeste (60,26), em quarto a região nordeste (52,34), e em último lugar, a região norte com uma média de apenas 18,87 pontos, o que mostra um desempenho, em termos de qualidade, muito aquém da média global das demais regiões.

Numa primeira análise da tabela 1.1, Anexo I, depreende-se que os índices de DEC e FEC, muito elevados, foram os principais responsáveis pelo fraco desempenho, em qualidade, da região norte.

#### **4.4 Identificação dos *Clusters* Dinâmicos**

Para identificar os *clusters* dinâmicos tomou-se como base as tabelas 3.1 e 3.2, do Anexo III. A primeira, contendo o custo unitário da energia vendida (CG/EV) e, a segunda o custo unitário por consumidor (CG/NC).

##### **4.4.1 *Clusters* com Controle pelo Custo Unitário da Energia**

Na tabela 4.19, foram agrupadas todas as empresas que possuíam diferenças de até 1,5 vezes o custo operacional unitário da energia vendida (EV), conforme a tabela 3.1, do Anexo III.

Uma maneira de se identificar os grupos, por exemplo, é lendo a primeira linha da matriz representada na tabela 4.19. O grupo de concessionárias que está em “órbita” da empresa **1S** (empresa nº 1 da região sul) é formado pelas empresas **4S, 4D, 5D e 6D**. Logo este é o grupo de empresas com o qual a empresa **1S** será comparada. Isto significa dizer que a empresa de número 1 da região sul terá seu desempenho operacional avaliado em relação a uma empresa da região sul e quatro empresas da região sudeste.

O mesmo procedimento deve ser feito para identificar os demais grupos de empresas similares. Foi definido no capítulo 3 (seção 3.7) que a caracterização das empresas em seus diferentes grupos será realizada considerando-se um elenco de variáveis de controle e levando em conta um critério bi-dimensional para estabelecer a similaridade.

	1S	2S	3S	4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D	1N	2N	3N	4N	5N	1T	2T	3T	4T	5T	6T	7T	1C	2C	3C	4C
1S	1S			4S					4D 5D 6D																				
2S		2S			5S		2D							1N 2N 3N 4N 5N					2T		4T					1C 2C 3C			
3S			3S			1D 2D 3D				6D 7D 8D									1T		3T		5T 6T 7T						4C
4S	1S			4S					4D 5D 6D 7D																				
5S		2S			5S		2D							1N 2N 3N 4N 5N					2T		4T					1C 2C 3C			
1D			3S			1D	3D			6D 7D 8D									1T		3T		5T 6T 7T						4C
2D		2S 3S			5S		2D 3D							1N		3N		5N		2T		4T 5T 6T 7T			1C 2C 3C 4C				
3D			3S			1D 2D 3D						8D							1T		3T 4T 5T 6T 7T							3C 4C	
4D	1S			4S					4D 5D 6D 7D 8D																				
5D	1S			4S					4D 5D 6D 7D 8D										1T										
6D	1S		3S 4S			1D			4D 5D 6D 7D 8D										1T		3T								
7D			3S 4S			1D			4D 5D 6D 7D 8D										1T		3T								
8D			3S			1D	3D 4D 5D 6D 7D 8D												1T		3T		5T 6T						4C
1N		2S			5S		2D							1N 2N 3N 4N 5N					2T		4T				7T 1C 2C 3C				
2N		2S			5S									1N 2N 3N 4N															
3N		2S			5S		2D							1N 2N 3N 4N 5N					2T		4T					1C 2C 3C			
4N		2S			5S									1N 2N 3N 4N 5N					2T							1C			
5N		2S			5S		2D							1N		3N 4N 5N			2T		4T				7T 1C 2C 3C				
1T			3S			1D	3D		5D 6D 7D 8D										1T		3T		5T 6T						4C
2T		2S			5S		2D							1N		3N 4N 5N			2T		4T				7T 1C 2C 3C				
3T			3S			1D	3D		6D 7D 8D										1T		3T		5T 6T 7T						4C
4T		2S			5S		2D 3D							1N		3N		5N		2T		4T 5T 6T 7T			1C 2C 3C 4C				
5T			3S			1D 2D 3D				8D									1T		3T 4T 5T 6T 7T					2C 3C 4C			
6T			3S			1D 2D 3D				8D									1T		3T 4T 5T 6T 7T					2C 3C 4C			
7T			3S			1D 2D 3D								1N			5N		2T 3T 4T 5T 6T 7T						1C 2C 3C 4C				
1C		2S			5S		2D							1N		3N 4N 5N			2T		4T				7T 1C 2C 3C				
2C		2S			5S		2D							1N		3N		5N		2T		4T 5T 6T 7T			1C 2C 3C				
3C		2S			5S		2D 3D							1N		3N		5N		2T		4T 5T 6T 7T			1C 2C 3C 4C				
4C			3S			1D 2D 3D					8D								1T		3T 4T 5T 6T 7T							3C 4C	

Tabela 4.19 Matriz com Controle pelo Custo Unitário da Energia

#### 4.4.2 Clusters com Controle pelo Custo Unitário por Consumidor

Repetindo-se o procedimento anteriormente descrito, agora aplicado à matriz do custo operacional unitário por consumidor, cujos valores constam da tabela 3.2, do Anexo III, percebe-se que os grupos representados na tabela 4.20, assumem uma configuração diferente. Isto é, para a mesma empresa **1S**, a avaliação seria feita com relação às empresas **4S, 2D, 3D, 5D, 6D, 7D, 1T, 2T, 3T, 4T, 5T, 7T** e **4C**, dado que é com estas que a empresa **1S** possui maior similaridade. Observa-se que, com relação à tabela 4.19, houve um aumento no número de empresas que passaram a fazer parte do *cluster* da empresa **1S**.

Na prática, quando se observa as demais empresas vê-se que todos os grupos foram ampliados. Isto sugere que, para uma mesma dispersão (50%), as empresas são mais homogêneas com relação ao custo unitário por consumidor atendido do que pelo custo unitário da energia vendida, como pode ser comprovado na tabela 4.20.

	1S	2S	3S	4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D	1N	2N	3N	4N	5N	1T	2T	3T	4T	5T	6T	7T	1C	2C	3C	4C	
1S	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D	7D							1T	2T	3T	4T	5T		7T				4C	
2S		2S												1N	2N	3N	4N	5N						6T		1C		3C		
3S			3S		5S	1D	2D						7D	8D	1N		3N	4N	5N					6T		1C	2C	3C	4C	
4S	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D								1T	2T	3T	4T	5T		7T					
5S			3S		5S	1D	2D	3D				6D	7D	8D	1N		3N	4N	5N			4T		6T			2C	3C	4C	
1D			3S		5S	1D	2D	3D				6D	7D	8D	1N		3N	4N	5N			4T		6T			2C	3C	4C	
2D	1S		3S	4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T		2C		4C
3D	1S			4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T		2C		4C
4D	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T				4C
5D	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T				4C
6D	1S			4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T		2C		4C
7D	1S		3S		5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D			3N	4N	5N			2T	3T	4T			7T		2C	3C	4C
8D			3S		5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D			3N	4N	5N			2T	3T	4T					2C	3C	4C
1N		2S	3S		5S	1D								1N		3N	4N	5N						6T		1C	2C	3C		
2N		2S													2N															
3N		2S	3S		5S	1D						7D	8D	1N		3N	4N	5N						6T		1C	2C	3C	4C	
4N		2S	3S		5S	1D						7D	8D	1N		3N	4N	5N						6T		1C	2C	3C	4C	
5N		2S	3S		5S	1D						7D	8D	1N		3N	4N	5N						6T		1C	2C	3C	4C	
1T	1S			4S				3D	4D	5D	6D									1T	2T	3T	4T	5T		7T				
2T	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T				4C
3T	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T				4C
4T	1S			4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D							1T	2T	3T	4T	5T		7T		2C		4C
5T	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D									1T	2T	3T	4T	5T		7T				
6T		2S	3S		5S	1D								1N		3N	4N	5N							6T		1C	2C	3C	
7T	1S			4S			2D	3D	4D	5D	6D	7D								1T	2T	3T	4T	5T		7T				4C
1C		2S	3S											1N		3N	4N	5N							6T		1C		3C	
2C			3S		5S	1D	2D	3D				6D	7D	8D	1N		3N	4N	5N			4T		6T			2C	3C	4C	
3C		2S	3S		5S	1D						7D	8D	1N		3N	4N	5N						6T		1C	2C	3C	4C	
4C	1S		3S		5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D			3N	4N	5N			2T	3T	4T			7T		2C	3C	4C

Tabela 4.20 Matriz com Controle pelo Custo Unitário por Consumidor

#### **4.4.3 Clusters com Controle pelo Custo Unitário por Energia Vendida e por Custo Unitário por Consumidor**

Conforme descrito no capítulo 3, pode-se utilizar as duas informações em conjunto. Isto é, trabalhar com duas restrições (CG/EV e CG/NC). Para isto, basta sobrepor as tabelas 4.19 e 4.20. Para se obter os grupos resultantes descritos na tabela 4.21. Note-se que neste caso, exigiu-se que as duas restrições fossem satisfeitas simultaneamente. Assim, novamente os grupos assumem outra distribuição. Embora, para a empresa **1S**, a avaliação ainda seja feita com relação às empresas **4S, 4D, 5D e 6D**.

O resultado é que os grupos voltaram a ficar menores. Entretanto, se a condição fosse atender uma ou outra restrição teríamos um aumento do número de empresas em cada grupo. Porém, este fato, na verdade, não se constitui em um problema, dado que os resultados do DEA, para as empresas eficientes, não se altera, como veremos mais adiante neste capítulo.

	1S	2S	3S	4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D	1N	2N	3N	4N	5N	1T	2T	3T	4T	5T	6T	7T	1C	2C	3C	4C	
1S	1S			4S					4D	5D	6D																			
2S		2S													1N	2N	3N	4N	5N							1C		3C		
3S			3S			1D	2D						7D	8D									6T						4C	
4S	1S			4S						4D	5D	6D																		
5S					5S		2D								1N		3N	4N	5N			4T					2C	3C		
1D			3S			1D		3D				6D	7D	8D									6T						4C	
2D			3S		5S		2D	3D													2T		4T	5T		7T		2C	4C	
3D						1D	2D	3D						8D							1T		3T	4T	5T		7T		4C	
4D	1S			4S					4D	5D	6D	7D	8D																	
5D	1S			4S					4D	5D	6D	7D	8D							1T										
6D	1S			4S		1D			4D	5D	6D	7D	8D							1T		3T								
7D			3S			1D			4D	5D	6D	7D	8D									3T								
8D			3S			1D		3D	4D	5D	6D	7D	8D									3T							4C	
1N		2S			5S										1N		3N	4N	5N							1C	2C	3C		
2N		2S														2N														
3N		2S			5S										1N		3N	4N	5N							1C	2C	3C		
4N		2S			5S										1N		3N	4N	5N							1C				
5N		2S			5S										1N		3N	4N	5N							1C	2C	3C		
1T								3D		5D	6D									1T		3T		5T						
2T								2D													2T		4T			7T				
3T									3D			6D	7D	8D						1T		3T		5T		7T			4C	
4T					5S		2D	3D													2T		4T	5T		7T		2C	4C	
5T							2D	3D												1T		3T	4T	5T		7T				
6T			3S			1D																			6T			2C	3C	
7T							2D	3D														2T	3T	4T	5T		7T			4C
1C		2S													1N		3N	4N	5N							1C		3C		
2C					5S		2D								1N		3N		5N				4T		6T			2C	3C	
3C		2S			5S										1N		3N		5N					6T		1C	2C	3C	4C	
4C			3S			1D	2D	3D					8D										3T	4T		7T			3C	4C

Tabela 4.21 Matriz com Duas Variáveis de Controle (CG/EV e CG/NC)

De partida, a construção de *clusters* dinâmicos traz uma vantagem sobre o conceito convencional de *clusters* fixos. O processo de negociação, caso das revisões, entre as partes envolvidas, se torna muito menos complexo quando se discute apenas uma variável de controle, ao invés de um conjunto de variáveis, como é o caso dos *clusters* fixos. Em síntese, a agregação das duas variáveis de controle (tabela 4.21), pode ser feita no sentido de serem cumpridas as duas restrições simultaneamente (se e se) ou alternativamente (se, ou). No primeiro caso, por ser mais restritivo, a matriz resultante tende a possuir grupos menores de empresas, logo com maior similaridade entre si. No caso do cumprimento de uma ou outra

condição, a tabela resultante deve estar ampliada, em termos de empresa por *cluster*. Sugere-se que a determinação da(s) restrições permaneça a critério das partes envolvidas na negociação (revisão tarifária).

#### 4.5 Dados para o Cálculo da Eficiência Operacional

Para avaliar a eficiência operacional, conforme já foi definido no item 4.2.1, escolheu-se como variável única de entrada o custo operacional gerenciável (CG) e como saídas as variáveis energia vendida (EV), número de consumidores (NC), extensão da rede (ER) e a qualidade (QL), tal como representado na figura 4.5.

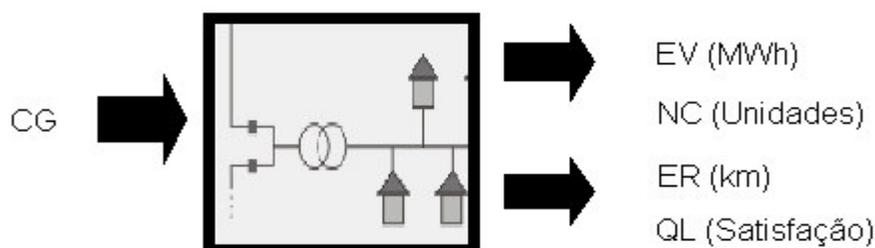


Figura 4.5 Entradas e Saídas para o Cálculo da Eficiência Operacional (XO)

##### 4.5.1 Dados para o Cálculo da Eficiência Operacional

Para calcular a eficiência operacional (XO) operou-se o *software* EMS<sup>37</sup> (*Efficiency Measurement System*), com a hipótese de retornos constantes de escala, orientado para o insumo. Os valores utilizados foram os constantes da tabela 4.22, os quais são referentes ao ano teste (período de 12 meses), previamente definido pelo regulador. Recorde-se que o ano teste pode ser histórico ou um misto entre valores observados e valores projetados<sup>38</sup>.

<sup>37</sup> O modelo EMS, v. 1.3.0, do autor Holger Scheel, está disponível, na versão para uso acadêmico, na página [www.wiso.uni-dortmund.de/lsg/or/scheel/sem](http://www.wiso.uni-dortmund.de/lsg/or/scheel/sem).

<sup>38</sup> Todos os cálculos da revisão periódica são efetuados tendo como referência o ano teste. Na data de aniversário do contrato de cada concessionária são feitos os ajustes necessários em função de possíveis alterações em suas contas.

Empresas	COG{I}	CLIENT{O}	MWh{O}	KM{O}	Q{O}
1S	75854214	948037	7210207	30617,72	77,08
2S	303154808	1227738	6083952	25299,62	63,56
3S	284906184	1773454	12424970	57911	81,4
4S	73524452	994	5766016	37323,09	77,08
5S	32460872	2950231	8600422	150193,9	91,76
1D	762603633	5412069	34279987	294021,94	94,64
2D	30954917	281059	909697	15576,76	93,92
3D	169053792	1691224	6632670	21394,64	66,04
4D	248726813	2891453	18386196	38596,76	93,52
5D	145653733	1716361	9996081	70860,53	93,52
6D	91324248	922579	5790063	32571,84	91,76
7D	654898020	4745728	32563414	17749,01	78,16
8D	405544384	3232744	20916104	17035,2	82,48
1N	20647399	103728	450311	1582,1	20
2N	18523950	50714	272988	700,39	44,12
3N	179504904	1044379	3660284	15407,37	30,96
4N	41236356	245335	665081	11470,48	14
5N	49217792	296139	1098511	14475,507	13,04
1T	139194942	2032274	6768699	38983,95	81,92
2T	54961627	602157	1244252	14863,1	21,92
3T	36403840	403235	1661057	7293,98	93,52
4T	59986586	591182	1716664	10701,49	63,56
5T	233619278	3127626	8533268	32839	65,68
6T	144490866	744950	5356489	45648	58,04
7T	61687826	772982	1946799	16909,01	75,52
1C	142189340	594749	3320449	8070,79	87,44
2C	239157381	1642551	5957214	121725	45,44
3C	106216900	625688	3015825	56137,42	41,12
4C	66956324	560431	2647522	95652,02	79,76
Fonte: ANEEL 2003					

Tabela 4.22 Dados das Concessionárias para Cálculo do XO

#### 4.5.2 Roteiro de Cálculo

O valor de XO foi calculado para um período médio de 5 anos, entre as revisões, para cada uma das concessionárias e respeitando seus respectivos *clusters*.

Por exemplo, no caso do cálculo de XO para a concessionária **2S**, têm-se que no ano de 2001, para o *cluster* dinâmico com duas variáveis de controle (CG/EV e CG/NC), a eficiência apurada foi de 70,68%, conforme tabela 4.23, o que significa

dizer que a empresa **2S** deve reduzir seus custos operacionais (CG), mantido o mesmo nível de produto, em 29,32% para se tornar eficiente relativamente ao seu *cluster*.

	DMU	Score	COG(I){W}	N# Clientes T(D){W}	Vendas Mwh(D){W}	km Rede (D){W}	Qualidade(D){W}	Benchmarks	{S} COG(I)	{S} N# Clientes T(D)	{S} Vendas MWh(D)	{S} km Rede (D)	{S} Qualidade(D)
2	<b>2S</b>	<b>70,68%</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28 (2,02)	0,00	489,01	0,00	87948,78	19,39
14	<b>1N</b>	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0					
15	<b>2N</b>	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	1					
16	<b>3N</b>	96,70%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 (3,53)	0,00	0,00	13779,82	35642,72	15,03
17	<b>4N</b>	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0					
18	<b>5N</b>	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1					
26	<b>1C</b>	88,79%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 (1,04) 28 (1,01)	0,00	957,20	0,04	49164,09	0,00
28	<b>3C</b>	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2					

Tabela 4.23 Escore da Empresa 2S, calculado com o *Software EMS*

Porém, deve-se levar em conta que os custos operacionais (CG) são uma parte da parcela VPB<sup>39</sup>, capítulo 2, equação (2.7). Portanto, o ajuste a ser feito em CG deve ser ponderado pela relação entre CG e VPB, coluna (2) da tabela 4.24. Se esta consideração não fosse observada, se correria o risco de exigir cortes em outras variáveis que não são de natureza operacional e nem gerenciável, tais como a depreciação, os tributos, a remuneração do capital e outras.

Com essas informações e conhecendo a relação CG/VPB, no caso igual a 0,40, já se pode calcular o ajuste intra-setorial necessário para a empresa 2S, pela equação 3.5, obtendo-se:

$$XO_{2S} = \left\{ \left( \frac{(100 - 70,68)}{100} \times 0,40 + 1 \right)^{1/4} - 1 \right\} \times 100 = 2,81$$

Isto significa dizer que a empresa terá que reduzir a sua parcela B, para tornar-se operacionalmente eficiente, num prazo de 4 anos, a uma taxa de 2,81% ao ano. Na prática, a empresa terá, em cada ano, uma redução de 2,81% no seu índice de reajuste (IGPM), até a revisão precedente, se esta coincidir com prazo estabelecido pelo regulador, para a empresa tornar-se operacionalmente eficiente.

<sup>39</sup> Relembrando, a equação de reajuste no setor elétrico brasileiro prevê que o fator X incide tão somente sobre a parcela VPB, tal que:  $IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 (IVI \pm X)}{RA}$

Na tabela 4.24, coluna (7), lista-se os resultados de  $XO_j$ , obtidos, anualmente, para as demais empresas da amostra.

Empresa	Escore ano (2001)			
	Sem Cluster	CG/EV	CG/NC	CG/EV + CG/NC
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1S	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2S	29,11%	68,29%	69,31%	70,68%
3S	48,50%	68,79%	77,80%	77,80%
4S	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
5S	53,61%	73,56%	69,44%	74,74%
1D	58,62%	75,04%	75,04%	75,04%
2D	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3D	69,75%	79,31%	69,75%	79,31%
4D	87,94%	87,94%	87,94%	87,94%
5D	88,76%	100,00%	88,76%	95,84%
6D	79,57%	80,95%	79,57%	80,95%
7D	67,54%	76,34%	69,79%	80,99%
8D	60,61%	69,77%	69,77%	69,77%
1N	43,20%	69,55%	100,00%	100,00%
2N	78,50%	100,00%	100,00%	100,00%
3N	40,06%	69,39%	66,98%	85,01%
4N	45,70%	87,01%	69,12%	94,10%
5N	46,66%	73,50%	69,75%	90,88%
1T	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2T	76,73%	90,22%	76,73%	90,22%
3T	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4T	75,03%	83,86%	75,03%	83,86%
5T	91,70%	91,70%	91,70%	91,70%
6T	46,34%	76,82%	100,00%	100,00%
7T	94,19%	100,00%	94,19%	100,00%
1C	34,67%	74,00%	81,51%	92,49%
2C	59,23%	97,95%	72,02%	97,95%
3C	53,96%	71,81%	68,99%	71,81%
4C	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
<b>EMS 1.3</b>				

Tabela 4.24 Resultados dos Escores das Empresas

	CG/VPB	Sem Cluster	CG/EV	CG/NC	CG/EV + CG/NC	XO % aa
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1S	0,12	0	0	0	0	0
2S	0,4	0,28	0,13	0,12	0,12	2,81
3S	0,35	0,18	0,11	0,08	0,08	1,89
4S	0,17	0	0	0	0	0
5S	0,28	0,13	0,07	0,09	0,07	1,71
1D	0,4	0,16	0,1	0,1	0,1	2,39
2D	0,38	0	0	0	0	0
3D	0,23	0,07	0,05	0,07	0,05	1,16
4D	0,14	0,02	0,02	0,02	0,02	0,41
5D	0,16	0,02	0	0,02	0,01	0,17
6D	0,18	0,04	0,04	0,04	0,04	0,87
7D	0,18	0,06	0,04	0,06	0,04	0,86
8D	0,19	0,07	0,06	0,06	0,06	1,38
1N	0,35	0,2	0,11	0	0	0
2N	0,37	0,08	0	0	0	0
3N	0,38	0,23	0,12	0,13	0,06	1,39
4N	0,32	0,17	0,04	0,1	0,02	0,47
5N	0,24	0,13	0,06	0,07	0,02	0,54
1T	0,17	0	0	0	0	0
2T	0,35	0,08	0,03	0,08	0,03	0,84
3T	0,3	0	0	0	0	0
4T	0,39	0,1	0,06	0,1	0,06	1,54
5T	0,38	0,03	0,03	0,03	0,03	0,78
6T	0,31	0,16	0,07	0	0	0
7T	0,27	0,02	0	0,02	0	0
1C	0,37	0,24	0,1	0,07	0,03	0,69
2C	0,4	0,16	0,01	0,11	0,01	0,21
3C	0,38	0,17	0,11	0,12	0,11	2,55
4C	0,33	0	0	0	0	0

Tabela 4.25 Resultados do XO em % ao ano

Analisando-se a tabela 4.25, coluna (7), percebe-se que dez empresas, 40% da amostra, apresentam-se como sendo eficientes ( $XO_j = 0$ ). Além disso, apenas três concessionárias resultaram em valores para  $XO_j$ , superiores a 2%. A grande concentração de empresas deu-se no intervalo de 0% até 0,80%. Isto é, dentro do primeiro quartil da amostra analisada. Observe-se que nos cálculos de  $XO_j$  a utilização de *clusters* dinâmicos não altera a relação de empresas eficientes, na condição de partida, pela tabela 4.24, coluna (2). Ou seja, uma vez que a empresa

seja dada como eficiente, a adoção de *clusters* dinâmicos não a tira desta condição. Portanto, o agrupamento de empresas por intermédio de *clusters* dinâmicos mantém a estrutura natural da amostra. Segundo Bana e Costa (2003), a explicação técnica para que as empresas eficientes se mantenham como tal, quando se aplica *clusters* dinâmicos é que o “... polígono  $P$  de soluções possíveis quando utilizamos todas as empresas  $e'$  definido por  $N$  restrições nos pesos (“trade-offs”). Ao utilizar *clusters* dinâmicos, estamos a restringir o polígono de soluções possíveis a um sub-conjunto de  $P$ , isto  $e'$ , definido por algumas (tantas quantas as empresas do cluster) daquelas  $N$  restrições. Assim, se uma empresa  $e'$  é eficiente em  $P$  terá necessariamente que ser eficiente num sub-conjunto de  $P$ ”<sup>40</sup>(pg.1/1).

#### 4.5 Cálculo da Eficiência Técnica (XS)

O cálculo da eficiência técnica (XS) é feito com a utilização do DEA, com base na hipótese de retornos constantes de escala orientado ao produto. As variáveis de saída são as mesmas utilizadas no modelo de cálculo da eficiência operacional. Todavia, no cálculo da eficiência técnica acrescenta-se o capital investido na atividade produtiva. Assim, a estrutura do modelo DEA assume a representação dada pela figura 4.6.

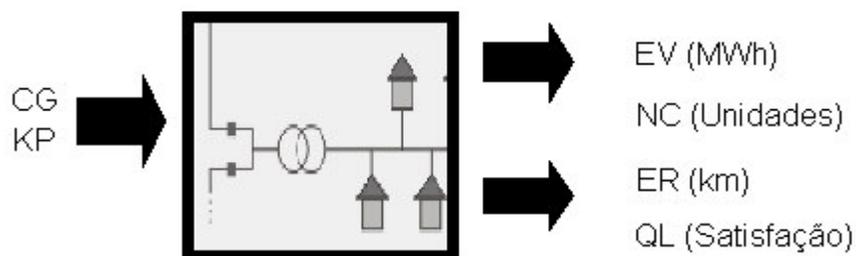


Figura 4.6 Entradas e Saídas do Modelo para Cálculo da Eficiência Técnica (XS)

No caso da avaliação da eficiência técnica não foi necessário utilizar os *clusters* definidos no item 4.4, tal como na avaliação da eficiência operacional (XO). Isto se explica porque, neste caso, não houve a necessidade de avaliar a eficiência

<sup>40</sup> Esta explicação foi obtida a partir de uma comunicação eletrônica (e-mail) com o Prof. Bana e Costa.

relativa das concessionárias, mas tão somente da contribuição de cada uma delas para a construção da fronteira de eficiência, em cada período de tempo.

Relembrando-se, o cálculo da PTF pelo método de Malmquist permite avaliar a variação da eficiência técnica, ou seja, determinar o quanto, em termos percentuais, a fronteira de eficiência se deslocou do ano  $t$  para o ano  $t+1$ .

Assim, o cálculo da eficiência técnica foi efetuado a partir da determinação dos escores de cada uma das empresas, em cada um dos quatro anos disponíveis (1998, 1999, 2000 e 2001). Os valores obtidos foram levados à equação (3.9), para avaliar o deslocamento da fronteira do setor, medida entre dois anos consecutivos. Ao final, fez-se a média global dos deslocamentos, contidos nas tabelas 4.26, 4.27 e 4.28, chegando-se a um valor aproximado de 4%. Isto significa dizer que, em média, a fronteira de eficiência técnica setorial se desloca a uma taxa 4%a.a, ou que a introdução de novas técnicas ocorre em um percentual de 4% ao ano.

CRS_RAD_OUTPUT – [ 1998 – 1999]								
1998	$Do^{t+1}(x^t, y^t)$	$Do^t(x^t, y^t)$	1999	$Do^t(x^{t+1}, y^{t+1})$	$Do^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})$	MALQ INDEX	VAR. EFF	VAR. TECN
<b>Empresas</b>			<b>Empresas</b>					
1S	100,00%	100,00%	1S	106,90%	100,00%	0,9672	1	1,03
2S	360,34%	376,17%	2S	300,40%	293,02%	1,2409	0,78	1,03
3S	123,88%	136,83%	3S	144,66%	130,59%	0,9472	0,95	1,11
4S	130,09%	141,09%	4S	113,17%	105,89%	1,2376	0,75	1,08
5S	300,82%	323,41%	5S	358,44%	342,14%	0,8907	1,06	1,06
1D	241,06%	269,46%	1D	283,32%	257,07%	0,9444	0,95	1,11
2D	121,84%	100,00%	2D	100,00%	100,00%	1,1038	1	0,91
3D	100,00%	103,48%	3D	113,89%	109,79%	0,9097	1,06	1,04
4D	141,28%	154,54%	4D	149,71%	136,64%	1,0331	0,88	1,09
5D	100,00%	100,00%	5D	137,34%	120,94%	0,7759	1,21	1,07
6D	143,63%	155,24%	6D	194,13%	179,04%	0,8009	1,15	1,08
7D	117,15%	128,15%	7D	129,94%	118,79%	0,9862	0,93	1,09
8D	158,76%	173,66%	8D	186,17%	170,20%	0,9328	0,98	1,09
1N	100,00%	100,00%	1N	181,65%	208,97%	0,5133	2,09	0,93
2N	298,67%	321,09%	2N	248,29%	227,17%	1,3039	0,71	1,08
3N	242,76%	265,55%	3N	221,75%	220,79%	1,1475	0,83	1,05
4N	271,17%	243,60%	4N	225,54%	247,24%	1,0884	1,01	0,91
5N	184,46%	174,65%	5N	175,21%	185,91%	0,9945	1,06	0,94
1T	103,89%	102,65%	1T	100,00%	100,00%	1,0327	0,97	0,99
2T	263,13%	276,64%	2T	138,92%	132,14%	1,9913	0,48	1,05
3T	106,43%	103,50%	3T	100,00%	100,00%	1,0495	0,97	0,99
4T	174,09%	165,56%	4T	145,09%	149,28%	1,1536	0,9	0,96
5T	157,64%	160,01%	5T	147,08%	144,73%	1,0886	0,9	1,02
6T	118,63%	131,71%	6T	124,90%	113,44%	1,0501	0,86	1,11
7T	100,00%	100,00%	7T	101,27%	100,00%	0,9937	1	1,01
1C	163,69%	170,43%	1C	161,49%	159,74%	1,0399	0,94	1,03
2C	104,06%	100,00%	2C	100,00%	104,13%	0,9997	1,04	0,96
3C	197,32%	188,00%	3C	183,01%	190,91%	1,0304	1,02	0,96
4C	106,38%	100,00%	4C	100,00%	100,00%	1,0314	1	0,97
Média						1,04		1,03

Tabela 4.26 – Variação da Eficiência Técnica no Período de 1998 a 1999.

Analisando-se os resultados contidos na tabelas 4.26, observa-se que, relativamente ao período 1998 a 1999, a média do índice de Malmquist ficou na faixa de 1,04. Isto é, teve um crescimento de aproximadamente 4,4%, sendo que a variação da eficiência técnica indicou uma expansão da fronteira de eficiência de 3%.

CRS RAD OUTPUT – [ 1999 – 2000]								
1999	$Do^{t+1}(x^t, y^t)$	$Do^t(x^t, y^t)$	2000	$Do^t(x^{t+1}, y^{t+1})$	$Do^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})$	MALQ INDEX	VAR. EFF	VAR. TECN
Empresa			Empresa					
1S	130,41%	100,00%	1S	110,98%	148,48%	0,8896	1,48	0,76
2S	399,59%	293,02%	2S	315,21%	405,61%	0,957	1,38	0,75
3S	182,94%	130,59%	3S	134,42%	179,41%	0,9953	1,37	0,73
4S	117,29%	105,89%	4S	142,10%	148,29%	0,7677	1,4	0,93
5S	371,30%	342,14%	5S	421,41%	439,12%	0,8286	1,28	0,94
1D	306,48%	257,07%	1D	270,56%	321,56%	0,9516	1,25	0,84
2D	100,00%	100,00%	2D	184,95%	100,00%	0,7353	1	1,36
3D	165,43%	109,79%	3D	120,64%	173,76%	0,9308	1,58	0,68
4D	269,39%	136,64%	4D	132,05%	259,82%	1,0358	1,9	0,51
5D	149,90%	120,94%	5D	182,98%	168,66%	0,7664	1,39	0,94
6D	215,75%	179,04%	6D	195,89%	234,22%	0,9176	1,31	0,83
7D	324,28%	118,79%	7D	100,00%	100,00%	1,9627	0,84	0,61
8D	415,88%	170,20%	8D	203,25%	496,10%	0,8378	2,91	0,41
1N	156,63%	208,97%	1N	230,71%	246,20%	0,7591	1,18	1,12
2N	455,87%	227,17%	2N	144,46%	100,00%	2,6775	0,44	0,85
3N	272,10%	220,79%	3N	216,91%	261,34%	1,0295	1,18	0,82
4N	212,06%	247,24%	4N	313,46%	253,43%	0,8124	1,03	1,2
5N	164,19%	185,91%	5N	196,02%	170,08%	0,9569	0,91	1,14
1T	115,23%	100,00%	1T	111,26%	127,14%	0,9026	1,27	0,87
2T	131,33%	132,14%	2T	141,32%	141,31%	0,9322	1,07	1
3T	100,00%	100,00%	3T	114,10%	100,00%	0,9362	1	1,07
4T	157,30%	149,28%	4T	165,85%	184,40%	0,8762	1,24	0,92
5T	186,38%	144,73%	5T	159,07%	203,24%	0,9134	1,4	0,78
6T	131,28%	113,44%	6T	131,57%	154,17%	0,8568	1,36	0,86
7T	101,80%	100,00%	7T	100,00%	100,00%	1,009	1	0,99
1C	194,95%	159,74%	1C	175,17%	209,49%	0,9212	1,31	0,83
2C	100,00%	104,13%	2C	114,64%	100,00%	0,9531	0,96	1,09
3C	175,22%	190,91%	3C	200,34%	180,97%	0,9605	0,95	1,1
4C	100,00%	100,00%	4C	105,06%	100,00%	0,9756	1	1,02
Média						1,00166897		0,894828

Tabela 4.27 – Variação da Eficiência Técnica no Período de 1999 a 2000.

No período 1999 a 2000, o índice mostrou uma queda, relativamente ao período anterior, ficando na média, em 1,001. A variação da eficiência técnica, neste caso, foi inferior ao período passado, mostrando uma redução para 0,89%. Esta redução indica que a fronteira do setor geometricamente recuou. Isto é, houve uma retração, em termos de eficiência tecnológica, no sistema elétrico como um todo. A principal explicação para isso é o baixo volume de capital investido no período, (ANEEL, 2001).

CRS_RAD_OUTPUT – [ 2000-2001]								
2000	$Do^{t+1}(x^t, y^t)$	$Do^t(x^t, y^t)$	2001	$Do^t(x^{t+1}, y^{t+1})$	$Do^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})$	MALQ INDEX	VAR. EFF	VAR. TECN
Empresa			Empresa					
<b>1S</b>	111,23%	148,48%	<b>1S</b>	132,00%	100,00%	1,1186	0,67	1,33
<b>2S</b>	298,48%	405,61%	<b>2S</b>	396,92%	277,85%	1,0477	0,69	1,39
<b>3S</b>	134,33%	179,41%	<b>3S</b>	179,43%	126,82%	1,0291	0,71	1,37
<b>4S</b>	135,05%	148,29%	<b>4S</b>	160,54%	137,77%	0,9516	0,93	1,13
<b>5S</b>	415,03%	439,12%	<b>5S</b>	100,00%	100,00%	4,2691	0,23	1,03
<b>1D</b>	268,20%	321,56%	<b>1D</b>	317,47%	275,14%	0,9936	0,86	1,18
<b>2D</b>	105,84%	100,00%	<b>2D</b>	104,70%	111,49%	0,9522	1,11	0,94
<b>3D</b>	113,35%	173,76%	<b>3D</b>	333,87%	227,19%	0,5096	1,31	1,5
<b>4D</b>	131,81%	259,82%	<b>4D</b>	228,11%	118,63%	1,125	0,46	1,95
<b>5D</b>	179,81%	168,66%	<b>5D</b>	157,87%	133,87%	1,1979	0,79	1,05
<b>6D</b>	190,74%	234,22%	<b>6D</b>	203,43%	169,65%	1,1378	0,72	1,21
<b>7D</b>	100,00%	100,00%	<b>7D</b>	367,14%	147,08%	0,4303	1,47	1,58
<b>8D</b>	203,98%	496,10%	<b>8D</b>	437,77%	192,24%	1,0966	0,39	2,35
<b>1N</b>	216,24%	246,20%	<b>1N</b>	384,95%	376,15%	0,6064	1,53	1,08
<b>2N</b>	119,16%	100,00%	<b>2N</b>	100,00%	100,00%	1,0916	1	0,92
<b>3N</b>	206,76%	261,34%	<b>3N</b>	287,32%	215,97%	0,9332	0,83	1,3
<b>4N</b>	285,30%	253,43%	<b>4N</b>	266,77%	320,50%	0,9196	1,26	0,86
<b>5N</b>	202,93%	170,08%	<b>5N</b>	148,61%	167,48%	1,1776	0,98	0,86
<b>1T</b>	103,64%	127,14%	<b>1T</b>	132,69%	110,42%	0,9483	0,87	1,21
<b>2T</b>	146,36%	141,31%	<b>2T</b>	138,74%	142,32%	1,0234	1,01	0,97
<b>3T</b>	100,00%	100,00%	<b>3T</b>	117,89%	126,20%	0,8198	1,26	0,97
<b>4T</b>	161,59%	184,40%	<b>4T</b>	143,50%	151,71%	1,1699	0,82	1,04
<b>5T</b>	151,73%	203,24%	<b>5T</b>	211,67%	167,15%	0,9336	0,82	1,3
<b>6T</b>	130,27%	154,17%	<b>6T</b>	164,83%	145,01%	0,9167	0,94	1,16
<b>7T</b>	100,00%	100,00%	<b>7T</b>	100,00%	100,00%	1	1	1
<b>1C</b>	161,47%	209,49%	<b>1C</b>	202,06%	158,25%	1,0285	0,76	1,29
<b>2C</b>	112,74%	100,00%	<b>2C</b>	100,00%	114,46%	0,9925	1,14	0,88
<b>3C</b>	196,66%	180,97%	<b>3C</b>	176,93%	192,38%	1,0225	1,06	0,92
<b>4C</b>	100,00%	100,00%	<b>4C</b>	101,32%	100,00%	0,9935	1	1,01
Média						1,08		1,20

Tabela 4.28 – Variação da Eficiência Técnica no Período de 2000 a 2001

No período de 2000 a 2001, o índice de Malmquist voltou a crescer, ficando num valor médio de 1,08, enquanto que a variação média da eficiência técnica voltou a crescer rapidamente para 20%. Assim, contabilizados os três anos e feita a média aritmética simples obtém-se os valores de 4% de crescimento do índice de Malmquist, 5% para a variação da “eficiência pura” e 4% de crescimento da variação técnica, a qual explica o crescimento da PTF do setor elétrico brasileiro para o período em análise.

#### 4.7 Cálculo do Fator X

O cálculo do fator X, propriamente dito, resume-se em agregar os resultados obtidos até então. Porém, adicionalmente, deve-se ter presentes as informações sobre a produtividade média da economia, que pode ser histórica ou projetada, e as previsões oficiais sobre o comportamento futuro dos índices de preços da economia (IPCA, IGPM e INPC).

Relembrando a equação (3.18) tem-se que:

$$X_j = XO_j + (\dot{X}S - \dot{X}E) + (\dot{W}E - \dot{W}S)$$

onde as variáveis já foram definidas no item 3.8 do Capítulo 3.

Note-se que, embora a proposição neste trabalho seja de distribuir, ao longo do tempo, o desconto da variável  $XO_j$ , esta é uma decisão a ser tomada pelo regulador. Isto é, em função do valor da redução necessária nos custos operacionais, este desconto pode ser feito no momento da revisão tarifária, em uma única parcela. Entretanto, esta é uma decisão que envolve outras considerações que não são objeto deste trabalho.

A tabela 4.29, coluna (10), apresenta os valores do Fator X para cada uma das concessionárias em consideração. Estes valores são os resultados obtidos quando se aplica a equação 3.18. Com as variáveis  $XO_j$ ; e  $XS$ , devidamente ponderadas pela relação entre o custo operacional gerenciável e o valor da parcela B (CG/VPB), definida no contrato de concessão.

Admitindo-se, para efeito de exemplo, que a PTF da economia (XE) cresce, em média, a uma taxa de 2,7% a.a., então pela, equação 3.18, pode-se encontrar uma diferença de 1,3%, entre as duas produtividades, tabela 4.29, coluna (5). Observe-se que os valores obtidos para a PTF do setor são valores médios e anuais.

Assim, para obter o ajuste intra-setorial é necessário ainda comparar os preços relativos dos insumos (WS) do setor elétrico com os preços dos insumos da economia (WE). Destaque-se que o resultado desta comparação pode ser negativo. Se isso acontecer, significa que o regulador fixou preços inferiores ao mercado competitivo, devendo corrigir esta falha. Para o caso em estudo, o valor obtido da diferença entre as parcelas foi de 1,5%, como pode ser verificado na tabela 4.29, coluna (9).

O ajuste intersetorial, por outro lado, será a soma das parcelas de diferencial de produtividade (XS - XE) com a diferença entre os preços (WS - WE). Este valor foi igual a 1,12%, para a empresa **2S**.

Para calcular o fator X da empresa 2S, basta somar as parcelas, como segue:

$$X_{2S} = 2,81 + (1,30 \times 0,40) + 0,20 = 3,53\%$$

Lembrando-se que a parcela de reajuste de preços (WS - WE), não deve ser ponderada pela razão CG/VPB, uma vez que os preços reajustam integralmente a parcela B, do contrato. Concluindo, a empresa **2S** terá descontado, do seu índice de reajuste anual (IGPM), o valor de 3,53 pontos percentuais, até a revisão posterior.

EMPRESA	XO <sub>j</sub>	XS	XE	XS-XE	WS	WE	WS-WE	SETOR	Fator X	Ajuste (S)	Ajuste (O)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(%)	(%)	(%)
1S	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,36	100,00	0,00
2S	2,81	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	3,53	34,79	65,21
3S	1,89	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	2,55	44,19	55,81
4S	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,42	100,00	0,00
5S	1,71	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	2,27	46,69	53,31
1D	2,39	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	3,11	38,59	61,41
2D	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,69	100,00	0,00
3D	1,16	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,66	56,49	43,51
4D	0,41	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,79	78,63	21,37
5D	0,17	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,58	89,99	10,01
6D	0,87	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,30	63,30	36,70
7D	0,86	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,29	63,44	36,56
8D	1,38	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,83	52,16	47,84
1N	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,66	100,00	0,00
2N	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,68	100,00	0,00
3N	1,39	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	2,08	51,82	48,18
4N	0,47	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,09	76,19	23,81
5N	0,54	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,05	73,43	26,57
1T	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,42	100,00	0,00
2T	0,84	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,50	63,97	36,03
3T	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,59	100,00	0,00
4T	1,54	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	2,25	49,34	50,66
5T	0,78	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,47	65,72	34,28
6T	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,60	100,00	0,00
7T	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,55	100,00	0,00
1C	0,69	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	1,37	68,57	31,43
2C	0,21	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,93	87,93	12,07
3C	2,55	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	3,24	37,00	63,00
4C	0,00	4,00	2,70	1,30	2,70	2,50	0,20	1,50	0,63	100,00	0,00

Tabela 4.29. Cálculo do Fator X<sub>j</sub>

#### 4.6 Conclusão do Capítulo

Neste Capítulo fez-se uma aplicação da abordagem desenvolvida no decorrer do capítulo 3. Foram escolhidas as principais variáveis candidatas a servirem de entradas e saídas para o modelo DEA, e escolheu-se que os modelos para calcular a eficiência operacional e a eficiência técnica deveriam ter as mesmas variáveis, com exceção das variáveis de entrada do modelo DEA para avaliar a eficiência técnica, caso em que foi acrescentado o insumo capital (KP).

A análise descritiva das variáveis foi confirmada pela análise estatística de correlação, ficando também consistente com o quadro de sugestões pesquisado junto a literatura especializada internacional. Portanto, as variáveis escolhidas, em princípio, estão consistentes com o objetivo de medir o desempenho das concessionárias.

O equacionamento da qualidade foi feito a partir da abordagem MCDA permitiu, aliado ao *software Macbeth*, estruturar o problema e converter os valores para uma única escala, o que possibilitou a inserção da qualidade nos modelos DEA de forma natural.

Apresentou-se uma formulação para *clusters* dinâmicos, ainda não experimentado na área de avaliação de empresas reguladas. Este instrumento permitiu ultrapassar as dificuldades, normalmente encontradas com relação a fronteiras de grupos, quando se utiliza *clusters* fixos.

Logo, com a reunião destas técnicas foi possível, seguindo um roteiro, equacionar o problema do fator X, que é um assunto complexo e controvertido no meio do setor elétrico.

Os valores encontrados, em todos os casos, mostraram-se consistentes com a avaliação real realizada pela ANEEL no decorrer do presente ano, sobretudo no caso do fator X.

# Capítulo 5

---

## 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho tinha como foco o desenvolvimento de uma abordagem alternativa para a avaliação dos ganhos de produtividade e determinação do fator X para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Tal abordagem teria como seus elementos mais relevantes o tratamento das variáveis qualitativas como saída do modelo DEA, o agrupamento por similaridade dinâmica e a avaliação do deslocamento da fronteira tecnológica do setor elétrico.

A principal conclusão, a partir da aplicação de tal abordagem no capítulo 4, é que o cálculo do fator X mostrou-se consistente com a realidade, com a vantagem de que os resultados obtidos resultam de comparações com empresas similares, prática ainda não aplicada em sistemas elétricos.

Sob o ponto de vista conceitual, no trabalho desenvolvido foi possível mostrar que as noções de fronteira eficiente (em geral apresentadas por meio da DEA), *benchmark* (aqui tratado via técnica de *clusters*) e métodos múltiplos critérios (MCDA) são perfeitamente combináveis e que a determinação do fator X é uma ótima aplicação para a abordagem assim fundamentada.

Em termos de aplicação na regulação econômica, a sistemática proposta neste trabalho representa uma contribuição para o aperfeiçoamento do arranjo regulatório atualmente praticado no Brasil. Ao permitir a incorporação de variáveis qualitativas e assegurar a avaliação de desempenho considerando-se diferentes *benchmarks* (ou diversos *clusters*) a abordagem aqui apresentada contribui para que o fator X calculado seja consistente, isto é, leve em conta as características relevantes de agrupamentos específicos de empresas, assegurando uma visão mais ampla por parte da entidade reguladora, dado que as empresas não serão tratadas isoladamente.

Neste trabalho viu-se também a importância da regulação sobre as estruturas de mercados monopolistas e a dificuldade que os reguladores vêm enfrentando para fazê-la, especialmente por não contarem com o apoio de

instrumento científicos. Felizmente, nos últimos anos muitos trabalhos têm surgido e a esperança de que a distância entre o trabalho científico e o trabalho prático está sendo encurtada rapidamente.

O regulador sente necessidade de inserir, no seu dia a dia, técnicas mais precisas e que lhes dê um suporte para a tomada de decisão. Talvez a principal causa da aproximação dos órgão de regulação com as técnicas científicas, advenha da natureza dos sistemas que eles regulam. Os novos modelos tentam simular um ambiente de mercado competitivo. Por isto, requerem que as decisões sejam mais racionais e ajustadas a realidade das empresas.

O regime que o Brasil adotou (*price cap*) é um regime que tem propiciado o surgimento de muitos estudos na área de medição do desempenho, pois foi concebido para ter na produtividade a sua “chave de negociação” entre todos os agentes regulados.

A sistemática para calcular o fator  $X$ , apresentada neste trabalho, ajuda a ultrapassar, grande parte das dificuldades encontradas por alguns modelos que foram experimentados no Brasil. Os melhoramentos propostos são plenamente aplicáveis na prática. O tratamento da qualidade como sendo uma variável produto das empresas é, acima de tudo, justo para com as empresas que praticam uma melhor qualidade, assim como o é para o consumidor que não está disposto a pagar o mesmo preço por serviços de diferente qualidade.

O equacionamento da qualidade foi feito utilizando-se técnicas bastante conceituadas, como a metodologia MCDA, a qual permitiu estruturar o problema e converter os valores para uma escala de juízos de valor única, a qual possibilitou a inserção da variável qualidade nos modelos DEA.

A inclusão da qualidade como variável endógena ao processo produtivo corrige uma distorção nos modelos de avaliação utilizados no setor elétrico. Isto é, na incerteza do que fazer com a qualidade, os órgãos reguladores acabam por negligenciar algo que é indissociável do produto. A utilização dos *clusters* dinâmicos, de forma pioneira, foi uma experiência que demonstrou a simplicidade e a funcionalidade do método. Lembre-se aqui que este é um assunto que apenas está

começando a ser pesquisado, muitos trabalhos devem surgir nos próximos anos sobre esta área.

Embora se tenha trabalhado com dados reais, não foi possível fazer uma análise de consistência dos resultados em cada empresa envolvida ou com parte delas. Esta é uma condição é devida ao fato das empresas estarem passando por um processo revisional. Portanto, não existe disponibilidade de dados suficientemente confiáveis para fazê-lo.

Recomenda-se com relação ao métodos e técnicas que sejam feitos estudos dedicados a definir quais as melhores formas de fixar a(s) variável(is) de controle dos *clusters* dinâmicos; que sejam intensificadas as pesquisas em torno da escolha do tipo de retorno de escala no DEA; utilizar o *Macbeth* para auxiliar na escolha das variáveis do modelo DEA.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Agrell, P. J.; P. Bogetoft, Tind J. Multi-period DEA motivates regulation in electricity distribution. **Working Paper DK-1958**, The Royal Agricultural University KVL, Denmark, 2000.

ANEEL. Reposicionamento tarifário da Escelsa S/A, **Nota Técnica**, Superintendência de Regulação Econômica, 097/2001, 2001.

APPA, G.; YUE M. On setting scale efficient targets in DEA. *Papers*, **London Scholl of Economics**, London, 1999.

ARMSTRONG, M.; COWAN S.; VICKERS J. Regulatory reform: economic analysis and british experience. Cambridge, MA: **MIT Press**, 1994.

BAGDADIOGLU, N.; PRICE, C.; WEYMAN-JONES, T. Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience. **Energy Economics**, v.18, p. 1-23, 1996.

BANA E COSTA, C. A. et al. Metodologia de análise de desempenho operacional de concessionárias de distribuição de energia elétrica, **Relatório-PUC**, Rio de Janeiro, 2002.

BANA E COSTA, C. A. et al. Um modelo de avaliação integrado multicritérios”, **Anais do II Congresso Nacional de Regulação**, Salvador, 2000.

BANA E COSTA, C. A.; VANSNICK, J. C. Uma nova abordagem ao problema de construção de uma função de valor cardinal: *MACBETH*, **Investigação Operacional**, 1995.

BANA E COSTA, C. A.; CORRÊA, E. C. Construction of to total quality index using the multicriteria approach: the marries of Lisbon Gás Company. CEG-IST **Research Paper** 10/2000, Lisboa, 2000.

BARRETO, F. A.; MARINHO, E.; OLIVEIRA, T. A abertura econômica e o desempenho da produtividade da indústria brasileira de 1985/1996: Uma abordagem utilizando o índice de Malmquist e a teoria da fronteira estocástica. **Cener**, Fortaleza, 2002.

BELLONI, J. A. Avaliação da eficiência das universidades brasileiras, **Tese de Doutorado**, EPS/UFSC, Florianópolis, 2000.

BERNSTEIN, J.I.; SAPPINGTON, D.E.M. Setting the x factor in price cap regulation plans. National Bureau of Economic Research, **Working Paper Seriates**, No. 6622 JEL No. L51, D24, 1998.

CARRINGTON, R.; COELLI, T.; GROOM. International *benchmark* goes monopoly price regulation: the marries of australian gas distribution. **Journal of Regulatory Economics**, v. 21, n.2, p. 191-216, 2002.

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES E. Measuring the efficiency of decision-making units. **European Journal of Operational Research**: v.2, p. 429-444, 1978.

COOPER, W. W.; SEIFORD, L. M.; Tone, K. *DEA - Data Envelopment Analysis: Comprehensive Text with Models, Applications, References and DEA-solver Software*, **Kluwer Academic Publishers**, Boston, 2000.

CREW, M. A.; KLEINDORFER, P. R. Motivate regulation in the United Kingdom and the United States: it adds lessons. **Journal of Regulatory Economics**. V.9, p. 211-225, 1996.

DTE. Guidelines price cap regulation of the dutch electricity sector: In the period from 2000 to 2003, **Consultation Document**, Netherlands Electricity Regulatory Service, 2000.

Ensslin, L.; Montibeller, G.; Zanella, I.J.;Noronha, S.M. Metodologias multicritério em apoio à decisão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, **Laboratório de Metodologias MCDA**, Florianópolis, 1999.

ESAA. International performance measurement for the Australian electricity supply industry 1990-1991, **ESAA**, Sydney, 1994.

FÄRE, R.; S. GROSSKOPF, C. A.; LOVELL, K. The measurement of efficiency of production, **Dent & Sounds**, Boston, 1995.

FCC, Price cap performance review local exchange carriers, **Fourth Report and Order**, CC Docket No. 96-262, 12 FCC 16642, 1997.

FERREIRA; F. C.; BONINI; M. R.,GONÇALVES, C. A. Um modelo para determinação da produtividade e do fator X, **Anais do III Congresso Nacional de Regulação**, São Paulo, 2001.

FERREIRA, F. C. A busca de um modelo competitivo para o setor elétrico brasileiro. **Anais do II Congresso Nacional de Regulação**, Salvador, 2000.

FERREIRA, F. C. Determinação da produtividade e fator X, parte II, **Nota Técnica 097/2001** – Segunda Revisão Periódica da Escelsa S/A Julho de 2001.

GOTO, M.; TSUTSUI M. Comparison of productive and cost efficiencies among Japanese and US electric utilities, **Omega**, n.26, v.2, p. 177-194,1998.

GUJARATI, D.N. Basic Econometrics. **McGraw Hill**, 1995.

HARTIGAN, J. A.; WONG, M. A. K-means clustering algorithm, **Applied Statistics**, v. 28, n. 1, p. 100 - 108, 1979.

HJALMARSSON, L. ; VIEDERPASS, A. Efficiency and ownership in Swedish electricity distribution, **Journal of Productivity Analysis**, 3, 7-24, 1992.

HOMBURG, C. Using data envelopment analysis to benchmark activities. **Int. J. Production Economics**, v. 73, p. 51-58, 2001.

JAMASB, T.; POLLIT, M. *Benchmark* and regulation: international electricity experience. *Utilities Policy*, v. 9, p.107-130, 2001.

JOSKOW, P. J., SCHMALENSSEE, R. Motivate regulation it goes electric utilities. **Yale Journal on Regulation**, v.4, n. 1,1-49. 1986.

LAFFONT, J.; TIROLE J. A theory of incentives in procurement and regulation, **The MIT Press**, 1993.

LITTLECHILD, S. A experiência britânica em regulação e fator X. Workshop, Regulação e Fator X, **Nota Técnica ANEEL 007**, 2000.

LITTLECHILD, S. Regulation of british telecommunications profitability. **Department of Industry London**, 1983.

MILIOTI, P. A. Data envelopment analysis to electricity distribution districts, **Journal of the Operational Research Society**, v. 43, p. 549-555, 1992.

MONTGOMERY, D.C.; JOHNSON, L.A. Forecasting and Time Series Analysis. New York, **McGraw-Hill Book Co**, 1990.

NERA Estimación del factor de eficiencia x, **Contrato de Consultoría Nº 006**, B. Aires, Informes 1, 2 y Final, 1997.

NISHIMIZU, M.; Page, J.M. Total factor productivity growth, technical progress and technical efficiency change: dimensions of productivity change in Yugoslavia, **Economic Journal**, 920-936, 1982.

PARDINA, R.; ROSSI, M., Technical change and catching-up: the electricity distribution sector in south america, **Anais do XXI Encontro Brasileiro de Econometria**, Brasil, 1999.

POLLIT, M. G. Ownership and performance in electric utilities: the international evidence on privatization and efficiency. **Oxford University Press**, Oxford. 1995

RCW Metodologia para estimação do desempenho de produtividade de concessionária de distribuição de energia elétrica, **Relatório Serviço 5**, São Paulo – SP, 2002.

ROSS, T.J. Fuzzy logic with engineering applications, **Mc Graw-hill**, New York, 1995.

ROSSI, J. L; FERREIRA, P. C. Evolução da produtividade industrial brasileira e abertura comercial, IPEA , **Texto para Discussão n° 651**, Rio de Janeiro, 1999.

SANTANA, E. A. Contrato satisfatório multidimensional e a teoria do incentivo, **Revista Brasileira de Economia**, v.56, p.661-694, dezembro de 2002.

SAWKINS, J. W. Yardstick competition in the english and welsh water industry. **Utilities Policy**, v.5, n.1, p.27-36,1995.

SCHMALENSEE, R. The control of natural monopolies. Lexington, **MA. Lexington Books**, 1979.

SHLEIFER, A. The theory of yardstick competition. **Rand Journal of Economics**, v.16, p. 319-327,1985.

SMITH, A. An Inquiry into the nature and causes of the wealth of nations, v. I. Everyman's Library, **Dent & Sounds**, London, 1904.

STEWART, J.T. How should MCDA practice respond to behavioural research findings?, **University of Cape Town**, South Africa, 2000.

THANASSOULIS, E. The uses of it dates envelopment analysis in the regulation of UK water utilities: water distribution. **European Journal of Operational Research**: v. 126, p. 436-453, 2000.

THANASSOULIS, E. Comparative performance measurement in regulation: the marries of English and Welsh sewerage services. **Journal of the Operational Research Society**: v. 53, p. 292-302, 2002

TOWERS, F. Identifying cost drivers of New South Wales electricity distributors, **The 24th Conference of Economists**, 25 September, 1995.

URI, N.D. Notice it on measuring the productivity offset it regulatory purposes. **Journal of Productivity Analysis**, 17, 201-211, 2002.

VILLELA, A.V.; MACIEL, C.S. A regulação do setor de infra-estrutura econômica: uma comparação internacional. **Texto para Discussão IPEA-684**, Brasília, 1999.

WEYMAN-JONES; T. Problems of yardstick regulation in electricity distribution in the regulatory challenge, by M. Bishop; J. Kay and C. Mayer. **Oxford-New York**. Oxford, University Press, 1995.

WEYMAN-JONES; T.G AND BURNS, P. The performance of the electricity distribution business – England and Wales, 1971-1993, Centre for the Study of Regulated Industries, **Discussion Paper 8**, 1994.

WEYMAN-JONES, Problems of yardstick regulation in electricity distribution, Bishop, M., Kay, J., Mayer, C., and Thompson,D Privatisation and Regulation II, **Oxford University Press**, 1992.

WHITEMAN, J. *Benchmark* developing country electricity systems using dates envelopment analysis. **Asia-Pacific Economic Review**: v.1, n. 3, p. 71-78, 1995.

WHITEMAN, J.W. The potential benefits of hilmer and related reforms: electricity supply. **The Australian Economic Review**: v.32, n. 1, p. 17-30, 1999.

## **ANEXO I**

VALORES DA QUALIDADE PARA O ANO DE 2001

Qualidade em 2001			
	(1)	(2)	(3)
Empresa	DEC	FEC	IASC
1S	20,42	18,85	67,14
2S	24,75	22,28	64,92
3S	21,02	17,13	70,3
4S	20,08	16,98	68,96
5S	13,04	12,46	70,95
1D	11,37	6,85	69,74
2D	10,5	14,77	75,05
3D	17,97	20,47	59,09
4D	5,82	5,21	67,55
5D	9,56	7,87	69,11
6D	12,91	11,02	69,77
7D	7,76	6,39	54,44
8D	7,06	6,1	60,87
1N	34,69	48,03	63,72
2N	22,66	38,39	65,15
3N	29,46	31,72	53,46
4N	42,52	40,69	60,46
5N	56,25	72,05	67,5
1T	15,48	14,51	62,83
2T	42,98	31,5	56,43
3T	9,16	10,48	65,8
4T	27,65	21,56	61,33
5T	21,69	12,3	57,38
6T	24,97	22,15	60,85
7T	10,86	11,01	66,46
1C	11,7	12,71	66,11
2C	25,97	30,21	60,24

Fonte: ANEEL 2003

Tabela 1.1. Valores da Qualidade Medida pela ANEEL em 2001

## **ANEXO II**

VARIÁVEIS INSUMOS E PRODUTOS, DEFLAÇÃO DE VALORES

1999	INSUMOS										PRODUTOS			
	INVEST	ATIVO IMOB	ESTOQUE	AMORTIZ	K	PESSOAL	MATERIAL	SERVTERC	COG		Nº CONS	Vendas MWh	Km Rede	QUALID
Empresas					1,0894	1,0843	1,2010	1,0894	Deflac	COG+K				
<b>IS</b>	458.601	754.527	1.041	296.967	841.934	31.041	3.892	40.094	68.672	910.606	899.966	6.798.359	29.429	78,40
<b>2S</b>	1.202.288	2.081.778	8.860	888.351	2.207.249	220.492	8.432	71.249	275.772	2.483.021	1.178.552	5.784.356	24.317	60,32
<b>3S</b>	963.551	1.444.771	7.368	488.589	1.768.958	204.152	24.131	53.442	257.428	2.026.386	1.637.670	11.203.169	55.662	68,00
<b>4S</b>	421.247	839.466	1.861	420.079	773.356	27.509	6.682	34.837	62.912	836.268	938.123	5.236.452	35.874	78,40
<b>5S</b>	4.495.961	6.414.853	10.172	1.929.064	8.254.018	304.910	28.706	93.486	390.919	8.644.938	2.715.924	15.609.062	144.362	92,00
<b>1D</b>	6.851.454	11.780.099	14.665	3.921.691	13.516.189	471.363	58.683	157.605	628.248	14.144.437	4.917.140	35.639.029	282.605	100,00
<b>2D</b>	312	249.161	738	67.283	167.916	12.746	4.148	5.140	19.927	187.844	251.404	940.368	14.972	92,00
<b>3D</b>	594.863	845.988	14.055	372.495	993.586	76.235	5.888	105.932	172.449	1.166.035	1.559.325	7.119.338	20.564	49,92
<b>4D</b>	1.645.552	2.956.388	4.909	1.072.748	3.244.082	205.572	18.032	69.555	268.450	3.512.532	2.627.237	19.053.355	37.098	100,00
<b>5D</b>	860.839	1.573.029	1.928	578.514	1.704.867	144.382	10.583	40.816	179.435	1.884.302	1.578.494	10.710.369	68.109	100,00
<b>6D</b>	858.986	1.039.294	2.038	362.704	1.411.433	64.736	8.726	25.261	90.156	1.501.590	826.184	6.043.260	31.307	83,68
<b>7D</b>	2.782.293	4.755.446	30.975	1.937.134	5.169.436	394.689	25.272	85.453	463.485	5.632.921	4.469.865	35.400.513	17.060	83,68
<b>8D</b>	3.130.889	4.290.919	12.344	1.908.799	5.071.926	220.969	11.142	157.847	357.960	5.429.886	3.047.509	23.818.344	16.374	100,00
<b>1N</b>	65.739	99.261	1.271	34.734	120.743	8.687	4.707	3.418	15.068	135.811	83.323	387.391	1.521	23,36
<b>2N</b>	40.887	59.315	2.311	18.277	77.324	7.245	3.609	16.840	25.145	102.469	47.299	332.431	673	0,00
<b>3N</b>	561.841	996.406	6.634	415.903	1.054.690	70.298	11.892	75.759	144.276	1.198.967	928.677	3.431.194	14.809	23,36
<b>4N</b>	150.473	321.061	3.803	103.764	341.080	13.685	3.927	17.191	31.671	372.751	215.122	644.378	11.025	0,00
<b>5N</b>	167.006	257.386	2.242	77.710	320.290	29.171	3.277	17.589	45.777	366.067	271.613	1.046.083	13.913	0,00
<b>1T</b>	540.723	789.703	8.140	311.897	942.417	101.086	12.200	71.561	169.073	1.111.491	1.910.011	7.008.380	37.470	92,00
<b>2T</b>	181.716	336.634	5.371	146.429	346.331	37.894	3.179	21.110	56.972	403.303	543.601	1.301.410	14.286	0,00
<b>3T</b>	143.822	188.227	1.834	61.034	250.459	22.263	2.856	6.997	29.333	279.792	382.738	1.730.447	7.011	92,00
<b>4T</b>	235.137	342.234	1.819	78.409	459.686	40.168	3.149	15.852	54.218	513.904	588.105	1.880.898	10.286	49,92
<b>5T</b>	997.148	1.938.008	5.998	751.445	2.010.015	113.039	11.333	90.193	196.478	2.206.493	2.689.084	9.028.313	31.564	73,28
<b>6T</b>	392.568	843.140	3.865	294.333	867.671	75.510	10.061	48.097	122.166	989.837	651.825	5.700.480	43.875	60,32
<b>7T</b>	181.266	241.975	24.934	81.707	336.395	33.658	2.973	13.609	46.009	382.404	703.241	2.022.622	16.252	17,12
<b>1c</b>	375.950	635.979	2.568	238.967	711.887	78.439	7.563	40.940	116.218	828.105	531.601	3.620.382	7.757	92,00
<b>2c</b>	627.463	1.126.486	7.345	334.824	1.309.409	109.888	8.263	76.446	178.397	1.487.806	1.467.836	6.179.443	116.998	70,72
<b>3c</b>	615.564	948.958	11.832	307.504	1.164.724	47.423	13.699	44.043	95.571	1.260.295	539.165	2.886.680	53.958	0,32
<b>4c</b>	505.194	846.542	5.102	287.100	981.953	45.715	6.586	19.411	65.462	1.047.415	517.681	2.604.353	91.938	83,68

Tabela 2.2 - Correção das Variáveis no Ano de 1999. (Fonte: ANEEL 2003)

2000 Empresas	INSUMOS									PRODUTOS				
	INVEST	ATIVO IMOB	ESTOQUE	AMORTIZ	K	PESSOAL	MATERIAL	SERVTERC	COG		Nº CONS	Vendas MWh	Km Rede	QUALID
					1,0597	1,0527	1,0995	1,0597	Deflac	COG+K				
<b>IS</b>	449.949	818.581	393	340.324	876.252	31.545	4.146	48.509	79.510	955.762	924.814	6.228.912	30.017	58,04
<b>2S</b>	1.224.950	2.175.380	6.196	956.626	2.311.794	215.423	5.778	79.089	284.520	2.596.314	1.213.063	5.515.173	24.804	69,08
<b>3S</b>	859.950	1.535.974	7.188	550.848	1.747.848	218.303	26.942	59.470	287.991	2.035.839	1.711.583	10.664.066	56.775	77,08
<b>4S</b>	541.709	879.898	1.161	339.350	1.022.343	41.175	7.205	32.885	76.697	1.099.040	961.325	5.004.404	36.591	91,76
<b>5S</b>	5.300.991	7.454.978	10.873	2.164.860	10.004.324	319.128	29.698	110.527	434.452	10.438.777	2.833.078	15.005.456	147.249	91,76
<b>1D</b>	7.041.386	12.474.690	12.123	4.316.175	14.354.487	517.743	71.170	193.931	739.542	15.094.028	5.141.303	36.045.930	288.257	88,00
<b>2D</b>	152.643	277.980	1.343	77.474	334.508	19.282	3.128	7.482	28.221	362.729	263.723	882.818	15.271	94,96
<b>3D</b>	531.460	1.021.585	684	421.882	1.068.042	91.394	8.543	85.764	175.516	1.243.558	1.580.999	6.801.906	20.975	66,04
<b>4D</b>	1.483.881	2.899.529	3.922	1.168.409	3.037.464	251.104	18.751	85.690	336.442	3.373.906	2.740.999	18.731.615	37.840	88,00
<b>5D</b>	914.578	1.699.510	578	649.253	1.854.619	110.930	10.436	57.330	168.964	2.023.583	1.632.347	6.067.047	69.471	93,52
<b>6D</b>	879.517	1.138.512	2.421	401.262	1.527.911	65.513	8.208	26.702	94.894	1.622.805	865.194	5.904.433	31.933	81,92
<b>7D</b>	704.597	846.196	2.357	297.102	1.185.241	485.545	26.124	80.033	560.510	1.745.751	4.653.254	35.577.837	17.401	84,80
<b>8D</b>	3.679.460	4.633.441	12.892	1.839.139	6.120.986	238.994	12.717	175.245	403.957	6.524.944	3.314.816	23.742.257	16.701	88,00
<b>1N</b>	64.154	102.583	812	39.156	121.156	8.268	6.209	4.999	18.218	139.374	96.305	379.966	1.551	9,68
<b>2N</b>	37.129	57.729	3.042	21.180	72.395	8.753	3.067	8.496	19.121	91.516	48.841	332.861	687	28,88
<b>3N</b>	547.767	1.001.924	6.352	431.021	1.061.602	71.333	14.821	82.509	159.099	1.220.700	998.426	3.214.745	15.105	41,12
<b>4N</b>	205.660	395.412	790	116.984	457.544	14.920	3.244	17.166	33.322	490.866	226.218	578.915	11.246	24,92
<b>5N</b>	174.769	272.909	1.700	84.800	344.025	27.475	2.872	21.749	49.234	393.259	292.701	977.375	14.192	0,00
<b>1T</b>	576.513	949.517	5.694	356.299	1.109.162	86.822	12.726	72.672	162.623	1.271.786	1.999.677	6.909.831	38.220	81,92
<b>2T</b>	201.863	369.669	5.272	159.212	394.051	35.017	5.279	18.573	55.591	449.642	571.017	1.286.893	14.572	0,00
<b>3T</b>	148.067	203.076	1.497	70.760	265.990	23.600	3.885	11.671	36.965	302.956	382.571	1.653.281	7.151	72,08
<b>4T</b>	236.187	361.113	2.212	95.057	476.018	40.261	3.330	19.168	59.361	535.379	558.529	1.809.382	10.492	37,88
<b>5T</b>	1.184.415	2.127.670	2.339	832.708	2.341.816	122.231	15.453	94.951	219.762	2.561.578	2.896.182	9.067.704	32.195	62,00
<b>6T</b>	417.233	917.806	5.507	333.226	950.536	88.695	9.261	70.178	158.898	1.109.433	688.303	5.387.091	44.753	26,72
<b>7T</b>	178.375	263.772	2.962	93.672	331.626	33.867	3.730	16.741	51.361	382.986	719.708	1.943.431	16.577	49,80
<b>1c</b>	368.404	674.446	3.383	270.061	732.418	86.884	6.812	44.360	130.588	863.005	558.297	3.438.953	7.913	87,44
<b>2c</b>	682.921	1.228.548	8.895	387.606	1.446.352	117.095	9.309	97.796	211.980	1.658.333	1.513.042	5.834.316	119.338	60,28
<b>3c</b>	629.026	1.005.445	8.770	341.136	1.228.702	51.580	13.351	47.265	105.740	1.334.442	578.501	2.726.428	55.037	26,28
<b>4c</b>	522.727	913.670	3.557	323.972	1.053.071	44.954	6.413	23.523	70.732	1.123.803	541.090	2.515.551	93.776	76,40

Tabela 2.3 - Correção das Variáveis no Ano de 2000 (Fonte ANEEL 2003)

2001	INSUMOS									PRODUTOS				
	INVEST	ATIVO IMOB	ESTOQUE	AMORTIZ	K	PESSOAL	MATERIAL	SERVTERC	COG	Nº CONS	Vendas MWh	Km Rede	QUALID	
Empresas					1,0767	1,0944	1,1037	1,0767	Deflac	COG+K				
<b>IS</b>	459.732	858.520	361	372.388	878.795	29.128	3.955	49.159	75.854	954.649	948.037	7.210.207	30.618	77,08
<b>2S</b>	1.207.313	2.268.075	5.565	1.031.251	2.275.132	238.284	8.372	83.816	303.155	2.578.287	1.227.738	6.083.952	25.300	63,56
<b>3S</b>	1.001.714	1.603.291	9.816	611.393	1.860.660	215.531	25.660	69.687	284.906	2.145.566	1.773.454	12.424.970	57.911	81,40
<b>4S</b>	603.625	976.170	1.638	374.183	1.121.218	44.869	6.592	28.591	73.524	1.194.743	999.212	5.766.016	37.323	77,08
<b>5S</b>	768.396	1.060.480	6.360	298.444	1.427.276	324.667	28.885	116.034	430.593	1.857.869	2.950.231	8.600.422	150.194	91,76
<b>1D</b>	7.073.054	13.038.517	10.866	4.715.000	14.309.471	547.721	70.187	213.779	762.604	15.072.075	5.412.069	34.279.987	294.022	94,64
<b>2D</b>	164.319	304.307	846	88.960	353.396	20.858	3.880	9.025	30.955	384.351	281.059	909.697	15.577	93,92
<b>3D</b>	1.617.491	1.389.771	1.378	468.972	2.358.686	72.490	6.711	104.160	169.054	2.527.739	1.691.224	6.632.670	21.395	66,04
<b>4D</b>	1.374.946	2.897.857	3.970	1.261.867	2.800.057	144.495	17.707	108.378	248.727	3.048.784	2.891.453	18.386.196	38.597	93,52
<b>5D</b>	943.164	1.788.150	2.226	723.569	1.866.736	101.352	11.275	46.117	145.654	2.012.389	1.716.361	9.996.081	70.861	93,52
<b>6D</b>	690.406	1.222.260	2.368	444.611	1.365.638	62.324	7.980	29.230	91.324	1.456.962	922.579	5.790.063	32.572	91,76
<b>7D</b>	3.053.323	5.681.867	30.768	2.313.198	5.992.923	474.707	27.163	92.104	543.904	6.536.827	4.745.728	32.563.414	17.749	78,16
<b>8D</b>	3.232.240	5.073.175	9.828	2.733.736	5.183.757	236.151	13.024	191.622	405.544	5.589.301	3.232.744	20.916.104	17.035	82,48
<b>1N</b>	256.494	110.418	930	44.528	300.273	9.632	6.201	6.706	20.647	320.921	103.728	450.311	1.582	20,00
<b>2N</b>	38.704	58.039	3.554	23.986	70.873	6.788	4.048	9.318	18.524	89.397	50.714	272.988	700	44,12
<b>3N</b>	621.246	1.119.278	5.868	438.004	1.215.150	91.043	11.042	92.935	179.505	1.394.655	1.044.379	3.660.284	15.407	30,96
<b>4N</b>	222.929	406.473	933	130.895	463.849	17.236	4.187	23.359	41.236	505.085	245.335	665.081	11.470	14,00
<b>5N</b>	138.190	272.140	3.256	89.138	301.327	28.777	3.665	21.107	49.218	350.545	296.139	1.098.511	14.476	13,04
<b>1T</b>	638.407	1.064.184	5.553	403.898	1.211.303	62.080	16.223	72.973	139.195	1.350.498	2.032.274	6.768.699	38.984	81,92
<b>2T</b>	210.312	394.259	4.073	174.148	403.533	36.391	3.558	19.905	54.962	458.494	602.157	1.244.252	14.863	21,92
<b>3T</b>	206.378	223.846	1.543	5.812	395.601	23.061	4.065	12.543	36.404	432.005	403.235	1.661.057	7.294	93,52
<b>4T</b>	227.432	371.887	2.601	111.181	455.769	44.025	3.521	17.841	59.987	515.756	591.182	1.716.664	10.701	63,56
<b>5T</b>	1.384.145	2.353.152	4.014	926.498	2.614.223	102.534	26.331	124.981	233.619	2.847.843	3.127.626	8.533.268	32.839	65,68
<b>6T</b>	491.865	1.066.387	2.513	381.020	1.095.674	76.997	5.476	74.483	144.491	1.240.164	744.950	5.356.489	45.648	58,04
<b>7T</b>	195.807	277.907	2.829	106.118	344.028	41.726	5.474	20.029	61.688	405.716	772.982	1.946.799	16.909	75,52
<b>1C</b>	354.835	689.087	5.015	301.645	694.039	99.694	6.224	48.945	142.189	836.228	594.749	3.320.449	8.071	87,44
<b>2C</b>	704.598	1.320.608	9.321	442.815	1.478.283	133.554	22.308	104.350	239.157	1.717.440	1.642.551	5.957.214	121.725	45,44
<b>3C</b>	647.897	1.035.608	9.033	351.370	1.245.594	53.127	13.752	48.683	106.217	1.351.810	625.688	3.015.825	56.137	41,12
<b>4C</b>	553.608	992.555	2.171	362.400	1.101.422	44.647	6.196	22.124	66.956	1.168.378	560.431	2.647.522	95.652	79,76

Tabela 2.4 - Correção das Variáveis no Ano de 2001 (Fonte ANEEL 2003)

PCA	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994
Janeiro	2,25	0,52	0,57	0,62	0,70	0,71	1,18	1,34	1,70	41,31
Fevereiro	1,57	0,36	0,46	0,13	1,05	0,46	0,50	1,03	1,02	40,27
Março	1,23	0,60	0,38	0,22	1,10	0,34	0,51	0,35	1,55	42,75
Abril	0,97	0,80	0,58	0,42	0,56	0,24	0,88	1,26	2,43	42,68
Mai	0,61	0,21	0,41	0,01	0,30	0,50	0,41	1,22	2,67	44,03
Junho	-0,15	0,42	0,52	0,23	0,19	0,02	0,54	1,19	2,26	47,43
Julho		1,19	1,33	1,61	1,09	-0,12	0,22	1,11	2,36	6,84
Agosto		0,65	0,70	1,31	0,56	-0,51	-0,02	0,44	0,99	1,86
Setembro		0,72	0,28	0,23	0,31	-0,22	0,06	0,15	0,99	1,53
Outubro		1,31	0,83	0,14	1,19	0,02	0,23	0,30	1,41	2,62
Novembro		3,02	0,71	0,32	0,95	-0,12	0,17	0,32	1,47	2,81
Dezembro		2,10	0,65	0,59	0,60	0,33	0,43	0,47	1,56	1,71
<b>ACUMULADO</b>	<b>1,0664</b>	<b>1,1253</b>	<b>1,0767</b>	<b>1,0597</b>	<b>1,0894</b>	<b>1,0166</b>	<b>1,0522</b>	<b>1,0956</b>	<b>1,2241</b>	<b>10,1643</b>
<b>IGPM</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>	<b>1997</b>	<b>1996</b>	<b>1995</b>	<b>1994</b>
Janeiro	2,33	0,36	0,62	1,24	0,84	0,96	1,77	1,73	0,92	39,07
Fevereiro	2,28	0,06	0,23	0,35	3,61	0,18	0,43	0,97	1,39	40,78
Março	1,53	0,09	0,56	0,15	2,83	0,19	1,15	0,40	1,12	45,71
Abril	0,92	0,56	1,00	0,23	0,71	0,13	0,68	0,32	2,10	40,91
Mai	-0,26	0,83	0,86	0,31	-0,29	0,14	0,21	1,55	0,58	42,58
Junho	-1,00	1,54	0,98	0,85	0,36	0,38	0,74	1,02	2,46	45,21
Julho	-0,42	1,95	1,48	1,57	1,55	-0,17	0,09	1,35	1,82	40,00
Agosto		2,32	1,38	2,39	1,56	-0,16	0,09	0,28	2,20	7,56
Setembro		2,40	0,31	1,16	1,45	-0,08	0,48	0,10	-0,71	1,75
Outubro		3,87	1,18	0,38	1,70	0,08	0,37	0,19	0,52	1,82
Novembro		5,19	1,10	0,29	2,39	-0,32	0,64	0,20	1,20	2,85
Dezembro		3,75	0,22	0,63	1,81	0,45	0,84	0,73	0,71	0,84
<b>ACUMULADO</b>	<b>1,0545</b>	<b>1,2530</b>	<b>1,1037</b>	<b>1,0995</b>	<b>1,2010</b>	<b>1,0179</b>	<b>1,0774</b>	<b>1,0919</b>	<b>1,1524</b>	<b>13,4662</b>
<b>INPC</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>	<b>1997</b>	<b>1996</b>	<b>1995</b>	<b>1994</b>
Janeiro	2,47	1,07	0,77	0,61	0,65	0,85	0,81	1,46	1,44	41,32
Fevereiro	1,46	0,31	0,49	0,05	1,29	0,54	0,45	0,71	1,01	40,57
Março	1,37	0,62	0,48	0,13	1,28	0,49	0,68	0,29	1,62	43,08
Abril	1,38	0,68	0,84	0,09	0,47	0,45	0,60	0,93	2,49	42,86
Mai	0,99	0,09	0,57	-0,05	0,05	0,72	0,11	1,28	2,10	42,73
Junho	-0,06	0,61	0,60	0,30	0,07	0,15	0,35	1,33	2,18	48,24
Julho		1,15	1,11	1,39	0,74	-0,28	0,18	1,20	2,46	7,75
Agosto		0,86	0,79	1,21	0,55	-0,49	-0,03	0,50	1,02	1,85
Setembro		0,83	0,44	0,43	0,39	-0,31	0,10	0,02	1,17	1,40
Outubro		1,57	0,94	0,16	0,96	0,11	0,29	0,38	1,40	2,82
Novembro		3,39	1,29	0,29	0,94	-0,18	0,15	0,34	1,51	2,96
Dezembro		2,70	0,74	0,55	0,74	0,42	0,57	0,33	1,65	1,70
<b>ACUMULADO</b>	<b>1,0784</b>	<b>1,1474</b>	<b>1,0944</b>	<b>1,0527</b>	<b>1,0843</b>	<b>1,0249</b>	<b>1,0434</b>	<b>1,0912</b>	<b>1,2198</b>	<b>10,2932</b>
Fonte: BACEN 2003										

Tabela 2.5 – Série de Indicadores de Preços.

## **ANEXO III**

RESULTADO DO CÁLCULO DOS *CLUSTERS* DINÂMICOS

CG/EV	ANO TESTE 2001																												
	\$/MWh	1S	2S	3S	4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D	1N	2N	3N	4N	5N	1T	2T	3T	4T	5T	6T	7T	1C	2C	3C
<b>10,52</b>	1,00	0,21	0,46	0,83	0,21	0,47	0,31	0,41	0,78	0,72	0,67	0,63	0,54	0,23	0,16	0,21	0,17	0,23	0,51	0,24	0,48	0,30	0,38	0,39	0,33	0,25	0,26	0,30	0,42
<b>49,83</b>	4,74	1,00	2,17	3,91	1,00	2,24	1,46	1,95	3,68	3,42	3,16	2,98	2,57	1,09	0,73	1,02	0,80	1,11	2,42	1,13	2,27	1,43	1,82	1,85	1,57	1,16	1,24	1,41	1,97
<b>22,93</b>	2,18	0,46	1,00	1,80	0,46	1,03	0,67	0,90	1,70	1,57	1,45	1,37	1,18	0,50	0,34	0,47	0,37	0,51	1,12	0,52	1,05	0,66	0,84	0,85	0,72	0,54	0,57	0,65	0,91
<b>12,75</b>	1,21	0,26	0,56	1,00	0,25	0,57	0,37	0,50	0,94	0,88	0,81	0,76	0,66	0,28	0,19	0,26	0,21	0,28	0,62	0,29	0,58	0,36	0,47	0,47	0,40	0,30	0,32	0,36	0,50
<b>50,07</b>	4,76	1,00	2,18	3,93	1,00	2,25	1,47	1,96	3,70	3,44	3,17	3,00	2,58	1,09	0,74	1,02	0,81	1,12	2,43	1,13	2,28	1,43	1,83	1,86	1,58	1,17	1,25	1,42	1,98
<b>22,25</b>	2,11	0,45	0,97	1,74	0,44	1,00	0,65	0,87	1,64	1,53	1,41	1,33	1,15	0,49	0,33	0,45	0,36	0,50	1,08	0,50	1,02	0,64	0,81	0,82	0,70	0,52	0,55	0,63	0,88
<b>34,03</b>	3,23	0,68	1,48	2,67	0,68	1,53	1,00	1,34	2,52	2,34	2,16	2,04	1,75	0,74	0,50	0,69	0,55	0,76	1,65	0,77	1,55	0,97	1,24	1,26	1,07	0,79	0,85	0,97	1,35
<b>25,49</b>	2,42	0,51	1,11	2,00	0,51	1,15	0,75	1,00	1,88	1,75	1,62	1,53	1,31	0,56	0,38	0,52	0,41	0,57	1,24	0,58	1,16	0,73	0,93	0,94	0,80	0,60	0,63	0,72	1,01
<b>13,53</b>	1,29	0,27	0,59	1,06	0,27	0,61	0,40	0,53	1,00	0,93	0,86	0,81	0,70	0,30	0,20	0,28	0,22	0,30	0,66	0,31	0,62	0,39	0,49	0,50	0,43	0,32	0,34	0,38	0,53
<b>14,57</b>	1,39	0,29	0,64	1,14	0,29	0,65	0,43	0,57	1,08	1,00	0,92	0,87	0,75	0,32	0,21	0,30	0,24	0,33	0,71	0,33	0,66	0,42	0,53	0,54	0,46	0,34	0,36	0,41	0,58
<b>15,77</b>	1,50	0,32	0,69	1,24	0,32	0,71	0,46	0,62	1,17	1,08	1,00	0,94	0,81	0,34	0,23	0,32	0,25	0,35	0,77	0,36	0,72	0,45	0,58	0,58	0,50	0,37	0,39	0,45	0,62
<b>16,70</b>	1,59	0,34	0,73	1,31	0,33	0,75	0,49	0,66	1,23	1,15	1,06	1,00	0,86	0,36	0,25	0,34	0,27	0,37	0,81	0,38	0,76	0,48	0,61	0,62	0,53	0,39	0,42	0,47	0,66
<b>19,39</b>	1,84	0,39	0,85	1,52	0,39	0,87	0,57	0,76	1,43	1,33	1,23	1,16	1,00	0,42	0,29	0,40	0,31	0,43	0,94	0,44	0,88	0,55	0,71	0,72	0,61	0,45	0,48	0,55	0,77
<b>45,85</b>	4,36	0,92	2,00	3,60	0,92	2,06	1,35	1,80	3,39	3,15	2,91	2,75	2,36	1,00	0,68	0,93	0,74	1,02	2,23	1,04	2,09	1,31	1,67	1,70	1,45	1,07	1,14	1,30	1,81
<b>67,86</b>	6,45	1,36	2,96	5,32	1,36	3,05	1,99	2,66	5,02	4,66	4,30	4,06	3,50	1,48	1,00	1,38	1,09	1,51	3,30	1,54	3,10	1,94	2,48	2,52	2,14	1,58	1,69	1,93	2,68
<b>49,04</b>	4,66	0,98	2,14	3,85	0,98	2,20	1,44	1,92	3,63	3,37	3,11	2,94	2,53	1,07	0,72	1,00	0,79	1,09	2,38	1,11	2,24	1,40	1,79	1,82	1,55	1,15	1,22	1,39	1,94
<b>62,00</b>	5,89	1,24	2,70	4,86	1,24	2,79	1,82	2,43	4,58	4,26	3,93	3,71	3,20	1,35	0,91	1,26	1,00	1,38	3,02	1,40	2,83	1,77	2,26	2,30	1,96	1,45	1,54	1,76	2,45
<b>44,80</b>	4,26	0,90	1,95	3,51	0,89	2,01	1,32	1,76	3,31	3,07	2,84	2,68	2,31	0,98	0,66	0,91	0,72	1,00	2,18	1,01	2,04	1,28	1,64	1,66	1,41	1,05	1,12	1,27	1,77
<b>20,56</b>	1,95	0,41	0,90	1,61	0,41	0,92	0,60	0,81	1,52	1,41	1,30	1,23	1,06	0,45	0,30	0,42	0,33	0,46	1,00	0,47	0,94	0,59	0,75	0,76	0,65	0,48	0,51	0,58	0,81
<b>44,17</b>	4,20	0,89	1,93	3,46	0,88	1,99	1,30	1,73	3,27	3,03	2,80	2,64	2,28	0,96	0,65	0,90	0,71	0,99	2,15	1,00	2,02	1,26	1,61	1,64	1,39	1,03	1,10	1,25	1,75
<b>21,92</b>	2,08	0,44	0,96	1,72	0,44	0,99	0,64	0,86	1,62	1,50	1,39	1,31	1,13	0,48	0,32	0,45	0,35	0,49	1,07	0,50	1,00	0,63	0,80	0,81	0,69	0,51	0,55	0,62	0,87
<b>34,94</b>	3,32	0,70	1,52	2,74	0,70	1,57	1,03	1,37	2,58	2,40	2,22	2,09	1,80	0,76	0,51	0,71	0,56	0,78	1,70	0,79	1,59	1,00	1,28	1,30	1,10	0,82	0,87	0,99	1,38
<b>27,38</b>	2,60	0,55	1,19	2,15	0,55	1,23	0,80	1,07	2,02	1,88	1,74	1,64	1,41	0,60	0,40	0,56	0,44	0,61	1,33	0,62	1,25	0,78	1,00	1,01	0,86	0,64	0,68	0,78	1,08
<b>26,97</b>	2,56	0,54	1,18	2,12	0,54	1,21	0,79	1,06	1,99	1,85	1,71	1,61	1,39	0,59	0,40	0,55	0,44	0,60	1,31	0,61	1,23	0,77	0,99	1,00	0,85	0,63	0,67	0,77	1,07
<b>31,69</b>	3,01	0,64	1,38	2,48	0,63	1,42	0,93	1,24	2,34	2,17	2,01	1,90	1,63	0,69	0,47	0,65	0,51	0,71	1,54	0,72	1,45	0,91	1,16	1,17	1,00	0,74	0,79	0,90	1,25
<b>42,82</b>	4,07	0,86	1,87	3,36	0,86	1,92	1,26	1,68	3,17	2,94	2,71	2,56	2,21	0,93	0,63	0,87	0,69	0,96	2,08	0,97	1,95	1,23	1,56	1,59	1,35	1,00	1,07	1,22	1,69
<b>40,15</b>	3,82	0,81	1,75	3,15	0,80	1,80	1,18	1,58	2,97	2,76	2,55	2,40	2,07	0,88	0,59	0,82	0,65	0,90	1,95	0,91	1,83	1,15	1,47	1,49	1,27	0,94	1,00	1,14	1,59
<b>35,22</b>	3,35	0,71	1,54	2,76	0,70	1,58	1,04	1,38	2,60	2,42	2,23	2,11	1,82	0,77	0,52	0,72	0,57	0,79	1,71	0,80	1,61	1,01	1,29	1,31	1,11	0,82	0,88	1,00	1,39
<b>25,29</b>	2,40	0,51	1,10	1,98	0,51	1,14	0,74	0,99	1,87	1,74	1,60	1,51	1,30	0,55	0,37	0,52	0,41	0,56	1,23	0,57	1,15	0,72	0,92	0,94	0,80	0,59	0,63	0,72	1,00

Tabela 3.1 Custo Unitário por Energia Vendida – base para Cluster dinâmico

CG/NC	ANO TESTE 2001																												
	\$/Cliente	1S	2S	3S	4S	5S	1D	2D	3D	4D	5D	6D	7D	8D	1N	2N	3N	4N	5N	1T	2T	3T	4T	5T	6T	7T	1C	2C	3C
80,01	1,00	0,32	0,50	1,09	0,55	0,57	0,73	0,80	0,93	0,94	0,81	0,70	0,64	0,40	0,22	0,47	0,48	0,48	1,17	0,88	0,89	0,79	1,07	0,41	1,00	0,33	0,55	0,47	0,67
246,92	3,09	1,00	1,54	3,36	1,69	1,75	2,24	2,47	2,87	2,91	2,49	2,15	1,97	1,24	0,68	1,44	1,47	1,49	3,61	2,71	2,74	2,43	3,31	1,27	3,09	1,03	1,70	1,45	2,07
160,65	2,01	0,65	1,00	2,18	1,10	1,14	1,46	1,61	1,87	1,89	1,62	1,40	1,28	0,81	0,44	0,93	0,96	0,97	2,35	1,76	1,78	1,58	2,15	0,83	2,01	0,67	1,10	0,95	1,34
73,58	0,92	0,30	0,46	1,00	0,50	0,52	0,67	0,74	0,86	0,87	0,74	0,64	0,59	0,37	0,20	0,43	0,44	0,44	1,07	0,81	0,82	0,73	0,99	0,38	0,92	0,31	0,51	0,43	0,62
145,95	1,82	0,59	0,91	1,98	1,00	1,04	1,33	1,46	1,70	1,72	1,47	1,27	1,16	0,73	0,40	0,85	0,87	0,88	2,13	1,60	1,62	1,44	1,95	0,75	1,83	0,61	1,00	0,86	1,22
140,91	1,76	0,57	0,88	1,91	0,97	1,00	1,28	1,41	1,64	1,66	1,42	1,23	1,12	0,71	0,39	0,82	0,84	0,85	2,06	1,54	1,56	1,39	1,89	0,73	1,77	0,59	0,97	0,83	1,18
110,14	1,38	0,45	0,69	1,50	0,75	0,78	1,00	1,10	1,28	1,30	1,11	0,96	0,88	0,55	0,30	0,64	0,66	0,66	1,61	1,21	1,22	1,09	1,47	0,57	1,38	0,46	0,76	0,65	0,92
99,96	1,25	0,40	0,62	1,36	0,68	0,71	0,91	1,00	1,16	1,18	1,01	0,87	0,80	0,50	0,27	0,58	0,59	0,60	1,46	1,10	1,11	0,99	1,34	0,52	1,25	0,42	0,69	0,59	0,84
86,02	1,08	0,35	0,54	1,17	0,59	0,61	0,78	0,86	1,00	1,01	0,87	0,75	0,69	0,43	0,24	0,50	0,51	0,52	1,26	0,94	0,95	0,85	1,15	0,44	1,08	0,36	0,59	0,51	0,72
84,86	1,06	0,34	0,53	1,15	0,58	0,60	0,77	0,85	0,99	1,00	0,86	0,74	0,68	0,43	0,23	0,49	0,50	0,51	1,24	0,93	0,94	0,84	1,14	0,44	1,06	0,35	0,58	0,50	0,71
98,99	1,24	0,40	0,62	1,35	0,68	0,70	0,90	0,99	1,15	1,17	1,00	0,86	0,79	0,50	0,27	0,58	0,59	0,60	1,45	1,08	1,10	0,98	1,33	0,51	1,24	0,41	0,68	0,58	0,83
114,61	1,43	0,46	0,71	1,56	0,79	0,81	1,04	1,15	1,33	1,35	1,16	1,00	0,91	0,58	0,31	0,67	0,68	0,69	1,67	1,26	1,27	1,13	1,53	0,59	1,44	0,48	0,79	0,68	0,96
125,45	1,57	0,51	0,78	1,70	0,86	0,89	1,14	1,25	1,46	1,48	1,27	1,09	1,00	0,63	0,34	0,73	0,75	0,75	1,83	1,37	1,39	1,24	1,68	0,65	1,57	0,52	0,86	0,74	1,05
199,05	2,49	0,81	1,24	2,71	1,36	1,41	1,81	1,99	2,31	2,35	2,01	1,74	1,59	1,00	0,54	1,16	1,18	1,20	2,91	2,18	2,20	1,96	2,66	1,03	2,49	0,83	1,37	1,17	1,67
365,26	4,57	1,48	2,27	4,96	2,50	2,59	3,32	3,65	4,25	4,30	3,69	3,19	2,91	1,84	1,00	2,13	2,17	2,20	5,33	4,00	4,05	3,60	4,89	1,88	4,58	1,53	2,51	2,15	3,06
171,88	2,15	0,70	1,07	2,34	1,18	1,22	1,56	1,72	2,00	2,03	1,74	1,50	1,37	0,86	0,47	1,00	1,02	1,03	2,51	1,88	1,90	1,69	2,30	0,89	2,15	0,72	1,18	1,01	1,44
168,08	2,10	0,68	1,05	2,28	1,15	1,19	1,53	1,68	1,95	1,98	1,70	1,47	1,34	0,84	0,46	0,98	1,00	1,01	2,45	1,84	1,86	1,66	2,25	0,87	2,11	0,70	1,15	0,99	1,41
166,20	2,08	0,67	1,03	2,26	1,14	1,18	1,51	1,66	1,93	1,96	1,68	1,45	1,32	0,83	0,46	0,97	0,99	1,00	2,43	1,82	1,84	1,64	2,23	0,86	2,08	0,70	1,14	0,98	1,39
68,49	0,86	0,28	0,43	0,93	0,47	0,49	0,62	0,69	0,80	0,81	0,69	0,60	0,55	0,34	0,19	0,40	0,41	0,41	1,00	0,75	0,76	0,68	0,92	0,35	0,86	0,29	0,47	0,40	0,57
91,27	1,14	0,37	0,57	1,24	0,63	0,65	0,83	0,91	1,06	1,08	0,92	0,80	0,73	0,46	0,25	0,53	0,54	0,55	1,33	1,00	1,01	0,90	1,22	0,47	1,14	0,38	0,63	0,54	0,76
90,28	1,13	0,37	0,56	1,23	0,62	0,64	0,82	0,90	1,05	1,06	0,91	0,79	0,72	0,45	0,25	0,53	0,54	0,54	1,32	0,99	1,00	0,89	1,21	0,47	1,13	0,38	0,62	0,53	0,76
101,47	1,27	0,41	0,63	1,38	0,70	0,72	0,92	1,02	1,18	1,20	1,03	0,89	0,81	0,51	0,28	0,59	0,60	0,61	1,48	1,11	1,12	1,00	1,36	0,52	1,27	0,42	0,70	0,60	0,85
74,70	0,93	0,30	0,46	1,02	0,51	0,53	0,68	0,75	0,87	0,88	0,75	0,65	0,60	0,38	0,20	0,43	0,44	0,45	1,09	0,82	0,83	0,74	1,00	0,39	0,94	0,31	0,51	0,44	0,63
193,96	2,42	0,79	1,21	2,64	1,33	1,38	1,76	1,94	2,25	2,29	1,96	1,69	1,55	0,97	0,53	1,13	1,15	1,17	2,83	2,13	2,15	1,91	2,60	1,00	2,43	0,81	1,33	1,14	1,62
79,80	1,00	0,32	0,50	1,08	0,55	0,57	0,72	0,80	0,93	0,94	0,81	0,70	0,64	0,40	0,22	0,46	0,47	0,48	1,17	0,87	0,88	0,79	1,07	0,41	1,00	0,33	0,55	0,47	0,67
239,07	2,99	0,97	1,49	3,25	1,64	1,70	2,17	2,39	2,78	2,82	2,42	2,09	1,91	1,20	0,65	1,39	1,42	1,44	3,49	2,62	2,65	2,36	3,20	1,23	3,00	1,00	1,64	1,41	2,00
145,60	1,82	0,59	0,91	1,98	1,00	1,03	1,32	1,46	1,69	1,72	1,47	1,27	1,16	0,73	0,40	0,85	0,87	0,88	2,13	1,60	1,61	1,43	1,95	0,75	1,82	0,61	1,00	0,86	1,22
169,76	2,12	0,69	1,06	2,31	1,16	1,20	1,54	1,70	1,97	2,00	1,71	1,48	1,35	0,85	0,46	0,99	1,01	1,02	2,48	1,86	1,88	1,67	2,27	0,88	2,13	0,71	1,17	1,00	1,42
119,47	1,49	0,48	0,74	1,62	0,82	0,85	1,08	1,20	1,39	1,41	1,21	1,04	0,95	0,60	0,33	0,70	0,71	0,72	1,74	1,31	1,32	1,18	1,60	0,62	1,50	0,50	0,82	0,70	1,00

Tabela 3.2 Custo Unitário por Consumidor – base para Cluster dinâmico