

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**



**UM ESTUDO COMPARATIVO DA EFICIÊNCIA DAS USINAS
HIDRELÉTRICAS DO BRASIL, UTILIZANDO A ANÁLISE POR
ENVOLTÓRIA DE DADOS – DEA**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UFPE
PARA OBTENÇÃO DE GRAU DE MESTRE
POR**

EDUARDO ARRUDA CÂMARA

Recife-PE

2008

EDUARDO ARRUDA CÂMARA

**UM ESTUDO COMPARATIVO DA EFICIÊNCIA DAS USINAS
HIDRELÉTRICAS DO BRASIL, UTILIZANDO A ANÁLISE POR
ENVOLTÓRIA DE DADOS – DEA**

Dissertação apresentada em cumprimento às exigências para a obtenção do grau de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Pernambuco, Programa de Pós-Graduação em Economia (PIMES), nos termos do Art. 37, alínea “c”, da Resolução Nº 03/98 do Conselho Coordenador de Ensino, Pesquisa e Extensão da UFPE.

Orientador: Prof. Dr. Francisco de Sousa Ramos

Recife-PE

2008

Câmara, Eduardo Arruda

Um estudo comparativo da eficiência das usinas hidrelétricas do Brasil, utilizando a análise por envoltória de dados – DEA / Eduardo Arruda Câmara – Recife: O Autor, 2008.

139 folhas: fig. tab. e quadro.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2008.

Inclui bibliografia e anexo.

1. Usinas hidrelétricas – Brasil. 2. Eficiência industrial. 3. Produtividade. 4. Energia elétrica – Produção. I. Título.

338
330

CDU (1997)
CDD (22.ed.)

UFPE
CSA2008-049

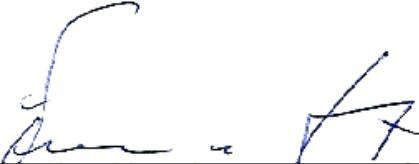
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PIMES/PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DO
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DE**

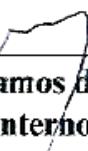
EDUARDO ARRUDA CÂMARA

A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o Candidato Eduardo Arruda Câmara **APROVADO**.

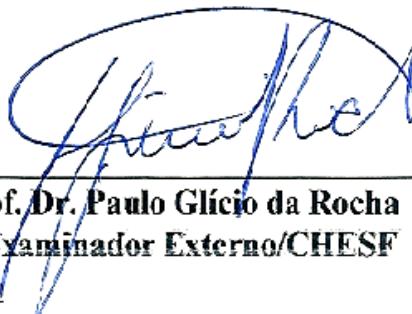
Recife, 10/03/2008.



Prof. Dr. Francisco de Sousa Ramos
Orientador



Prof. Dr. Hermino Ramos de Souza
Examinador Interno



Prof. Dr. Paulo Glício da Rocha
Examinador Externo/CHESF

*As razões de todo meu esforço: meu filho Mateus,
meus pais, minha esposa e minha família.*

AGRADECIMENTOS

À minha amada esposa Viviane, pelo companheirismo, compreensão e paciência demonstrados durante a realização do mestrado e desta dissertação;

À minha mãe de quem herdei o caráter e tive sempre seu exemplo de pessoa trabalhadora, através das contínuas mostras de esforço e perseverança;

Ao meu pai de quem absorvi alguns princípios, carinho, sonhos e companheirismo, o meu melhor amigo;

Aos meus irmãos que, mesmo sendo dois extremos, sempre de uma forma ou de outra me incentivaram e me apoiaram, contribuindo para realização de mais esta conquista;

Ao meu tio Luiz Francisco, à minha tia Silvinha e aos meus primos Alexandre, Júnior e Anelise, que me ajudaram a crescer pessoalmente e fizeram parte de minha formação;

Ao meu avô Mamede (*in memorian*), à minha avó Anunciada (*in memorian*) e à minha avó Cecé (*in memorian*) que, como exemplos, cada um com sua particularidade, souberam transmitir conhecimento e serenidade;

A todos os meus parentes e amigos que me incentivaram;

Ao meu orientador, Professor Francisco de Sousa Ramos, por compartilhar os seus conhecimentos e pela confiança depositada;

A todos os professores, funcionários do PIMES e colegas do curso de mestrado, pelos ensinamentos transmitidos e convívio na universidade, principalmente aos colegas Maria Almira, Juliana Araújo, Edinaldo Francisco e Fernando Teixeira;

À CHESF, pela oportunidade concedida para realização do mestrado e pelo suporte durante a elaboração deste trabalho. Agradecimento especial ao Sr. Paulo Caldas, diretamente responsável por mais esta conquista, e a alguns colegas da CHESF e do ONS que com suas experiências e apoio colaboraram para obtenção dos dados necessários: João Paulo, Álvaro Santana, Crisalvo Couto, Bráulio Medeiros, Carlos Juarez, José Edmilson, Paulo Glício e Robson Luiz da Silva;

Aos colegas da Auditoria Interna da CHESF, que pacientemente cooperaram na elaboração desta dissertação;

E, principalmente, a Deus por ter me acompanhado em mais esse desafio.

"Que os nossos esforços desafiem as impossibilidades. Lembrai-vos de que as grandes proezas da história foram conquistadas do que parecia impossível".

Charles Chaplin.

RESUMO

CÂMARA, E. A. **Um estudo comparativo da eficiência das usinas hidrelétricas do Brasil, utilizando a análise por envoltória de dados – DEA.** 2008. 139f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

As recentes modificações estruturais ocorridas no setor elétrico brasileiro tiveram, em sua essência, como principal finalidade garantir o suprimento de energia do país de forma confiável. Mas, como garantir o fornecimento de energia sem dispor de recursos suficientes para investir na construção de novas unidades de geração, necessárias para o suprimento da energia frente à expansão da economia nacional? Esta escassez de recursos financeiros destinados à geração de energia hidrelétrica pode ser minimizada através de um melhor aproveitamento dos fatores utilizados na produção. A eficiência das unidades de geração deve ser almejada pelas empresas proprietárias das unidades geradoras, pois com ela é possível gerar mais energia sem a necessidade de realizar novos investimentos, apenas realocando os fatores de produção. O presente estudo analisa a eficiência de 87 usinas hidrelétricas brasileiras, utilizando o auxílio da metodologia de análise *Data Envelopment Analysis* – DEA, ou análise por envoltória de dados. Sinteticamente, a metodologia de análise de eficiência DEA representa um dos métodos mais conhecidos e utilizados na literatura mundial que através de programação linear permite identificar a(s) *Decision Making Units* (DMUs) – unidades tomadoras de decisão – que fazem parte da fronteira eficiente e as ineficiências relativas das demais unidades, com base nos insumos e produtos utilizados para aferição. Para a análise é relevante que os insumos e produtos escolhidos exerçam forte influência no processo produtivo. Como insumos (*inputs*) foram utilizados: potência instalada, altura de queda, idade da planta de geração e energia assegurada. Enquanto que os produtos (*outputs*) escolhidos foram: energia gerada e um índice criado, chamado de produtividade. A eficiência das usinas é analisada nos modelos DEA-CCR (retornos constantes de escala) e DEA-BCC (retornos variáveis de escala), sob a orientação insumo (*input*), inicialmente com 6 variáveis e, posteriormente, com 5 variáveis. Utilizando o programa EMS, pelo modelo DEA-CCR com 6 variáveis, 19 UHEs foram consideradas eficientes e com 5 variáveis, apenas 8 UHEs obtiveram 100% de eficiência. Já no modelo DEA-BCC, tanto com 6 quanto com 5 variáveis, 27 UHE foram consideradas eficientes. Complementarmente, foram efetuadas análises de eficiência, utilizando algumas características, quanto ao tamanho da UHE, à idade da planta de geração, à altura de queda, à empresa proprietária e à localização geográfica. No capítulo de resultados foram efetuadas, ainda, algumas análises comparativas entre UHEs com e sem reservatório, e com estudo anterior correlato. E, por fim, foi elaborado um quadro demonstrativo com as categorias que demonstraram ser mais eficientes.

Palavras-chave: metodologia DEA. Usinas hidrelétricas brasileiras. Eficiência.

ABSTRACT

CÂMARA, E. A. **A comparative study of the efficiency of the brazilian hydroelectric units, using the Data Envelopment Analysis – DEA.** 2008. 139p. Thesis (MSc in Economy) – Center of Applied Social Sciences, Federal University of Pernambuco, Recife, 2008.

The recent structural modifications that occurred in the electric brazilian sector had, in its essence, as main purpose to guarantee a reliable energy supply. But, how to guarantee the energy supply without sufficient financial resources to invest in the construction of new electric generation plants, necessary to supply of the energy front to the expansion of the national economy? This shortage of financial resources destined to the generation of hydroelectric energy, can be minimized by the better improvement of the production factors used. The generation unities efficiency must be aimed by the owners, because the efficiency makes possible generate more energy without the necessity of doing new investments, only reallocating the production factors. This study analyzes the efficient of 87 brazilian hydroelectric generation plants, using as support the analysis methodology called Data Envelopment Analysis – DEA. Synthetically, the DEA methodology represents one of the most useful methods in the world literature that through the linear programming allows identifying the Decision Making Units (DMUs) that are in the efficient frontier and the relative inefficiencies of other unities, looking the inputs and outputs used to the measurement. To the analysis is important that the chosen inputs and outputs have strong influence in the productive process. The used inputs were: generating capacity; water level difference; age of the generation plant and insured energy. The outputs considered were: generated energy and an index created, called productivity. The units efficiency is analyzed using DEA-CCR (constant returns of scale) and DEA-BCC (variable returns of scale), using the input orientation, initially with 6 variables and, subsequently, with 5 variables. Using the EMS program, in DEA-CCR model with 6 variables, 19 units were considered efficient and with 5 variables, only 8 units were 100% efficient. In DEA-BCC model, with 6 and 5 variables, 27 units were considered efficient. Additionally, was done efficiency analysis, using some characteristics, according to unit size, age of the generation plant, water level difference, company owner and geographic localization. In the results chapter were done, yet, some comparative analyses between hydroelectric power plants with and without reservoirs, and with the last correlate study. And, finally, a demonstrative sheet was elaborated with the categories that demonstrated to be more efficient.

Key words: DEA methodology. Brazilian hydroelectric plant. Efficiency.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Usina Hidrelétrica Marmelos-Zero (MG)	23
Figura 2.2 – Usina Hidrelétrica Angiquinho - Delmiro Gouveia (AL)	25
Figura 2.3 – Usina Hidrelétrica Xingó (AL/SE)	36
Figura 2.4 – Usina Hidrelétrica Serra da Mesa (GO)	38
Figura 2.5 – Usina Hidrelétrica Itaipu (Brasil/Paraguai)	38
Figura 2.6 – Usina Hidrelétrica Tucuruí (PA)	39
Figura 2.7 – Usina Hidrelétrica Ilha Solteira (SP)	40
Figura 2.8 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro (Novo Modelo)	47
Figura 3.1 – Bacias Hidrográficas Brasileiras	59
Figura 4.1 – Fronteira de Eficiência	67
Figura 4.2 – Fronteiras de Eficiência dos Modelos CCR (CRS) e BCC (VRS)	82
Figura 4.3 – Formas de Utilização da Metodologia DEA	83
Figura 5.1 – Perfil Simplificado de uma Usina Hidrelétrica	94
Figura 5.2 – “Curva da Banheira” e seus Estágios	95

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 – Participação dos Estados na Capacidade Instalada de Energia do Brasil	55
Gráfico 3.2 – Distribuição dos Agentes de Geração do Brasil entre os Destinos da Energia Produzida	56
Gráfico 3.3 – Distribuição da Matriz Energética Nacional por Tipo de Geração	58
Gráfico 3.4 – Destinação dos Empreendimentos Outorgados (1998-2005)	59
Gráfico 4.1 – Tipos de Orientação dos Modelos DEA	72
Gráfico 4.2 – Tipos de Retornos de Escala	73
Gráfico 6.1 – Histograma da Distribuição dos Índices de Eficiência (DEA-CCR)	103
Gráfico 6.2 – Histograma da Distribuição dos Índices de Eficiência (DEA-BCC)	103

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Empresas Privatizadas do Setor Elétrico do Brasil (por data de privatização)	45
Quadro 3.1 – Parque Gerador Existente no Brasil em Dezembro/2005	50
Quadro 3.2 – Parque Gerador Existente no SIN em Dezembro/2005 no Brasil	51
Quadro 3.3 – Evolução da Potência Instalada de Energia x Crescimento Real do PIB no Brasil	53
Quadro 3.4 – Distribuição da Capacidade Instalada de Energia do Brasil entre os Estados	54
Quadro 3.5 – Distribuição dos Agentes de Geração do Brasil entre os Destinos da Energia Produzida	56
Quadro 3.6 – Os 10 Maiores Agentes em Capacidade Instalada de Energia no País (Usinas em Operação)	57
Quadro 3.7 – Distribuição da Matriz Energética Nacional por Tipo de Geração	57
Quadro 3.8 – Destinação dos Empreendimentos Outorgados (1998-2005)	58
Quadro 3.9 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia Hidrográfica (MW)	60
Quadro 5.1 – Medidas Estatísticas Encontradas para cada Variável	98
Quadro 6.1 – Usinas Hidrelétricas Eficientes com 6 Variáveis	99
Quadro 6.2 – Usinas Hidrelétricas Eficientes com 5 Variáveis	100
Quadro 6.3 – Usinas Hidrelétricas Eficientes e <i>Benchmark</i> com 5 Variáveis	101
Quadro 6.4 – UHEs Eficientes pelo Tempo de Operação com 5 Variáveis	105
Quadro 6.5 – Média de Eficiência das UHEs pelo Tempo de Operação com 5 Variáveis	106
Quadro 6.6 – UHEs Eficientes por MW Instalado com 5 Variáveis	107
Quadro 6.7 – Média de Eficiência das UHEs por MW Instalado com 5 Variáveis	108
Quadro 6.8 – UHEs Eficientes por Altura de Queda com 5 Variáveis	109
Quadro 6.9 – Média de Eficiência das UHEs por Altura de Queda com 5 Variáveis	109
Quadro 6.10 – Média dos Índices das UHEs por Empresa com 5 Variáveis	111
Quadro 6.11 – Índices de Eficiência por Região Geográfica com 5 Variáveis	113
Quadro 6.12 – UHEs Eficientes com Reservatório e Fio d'água com 5 Variáveis	114
Quadro 6.13 – Índices de Eficiência das UHEs por Empresa Proprietária	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Evolução da Potência Elétrica Instalada no Brasil em kW (1890-1930)	26
Tabela 2.2 – Crescimento Médio Anual da Capacidade Instalada de Geração no Brasil (1883-1945)	28
Tabela 2.3 – Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil (1945-1962)	30
Tabela 2.4 – Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil, por Categoria de Concessionário (1952-1962)	32
Tabela 2.5 – Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil (1963-1986)	34
Tabela 3.1 – Estágios da Matriz Hidrelétrica Nacional (julho/2005)	52
Tabela 4.1 – Estudos sobre Eficiência em Geração de Energia	86
Tabela 6.1 – Estratificação dos Índices de Eficiência nos Modelos DEA-CCR e DEA-BCC	103
Tabela 6.2 – Resumo Estatístico dos Índices de Eficiência nos Modelos DEA-CCR e DEA-BCC	104
Tabela 6.3 – Índices Médios de Eficiência por Subgrupo	111
Tabela 6.4 – Distribuição por Região Geográfica das UHEs Selecionadas	112
Tabela 6.5 – Quinze UHEs mais Eficientes, sob a Hipótese de 5 variáveis	116
Tabela 6.6 – Resumo Estatístico Comparativo dos Índices de Eficiência	116
Tabela 6.7 – Comparativo de UHEs Eficientes entre os Estudos	117

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APE – Autoprodução de Energia

APE-COM – Autoprodução com Comercialização de Excedente

BCC – Banker, Charnes e Cooper

BIG – Banco de Informações da Geração

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BSO – Boletim Semanal de Operação

CBEE – Companhia Brasileira de Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCR – Charnes, Cooper e Rodhes

CEEE – Comissão Estadual de Energia Elétrica

CESP – Companhia Energética de São Paulo

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CME – Companhia Mineira de Eletricidade

CMSE – Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico

CND – Conselho Nacional de Desestatização

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COM – Comercialização de Energia

COPEL – Companhia Paranaense de Energia Elétrica

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CRS – *Constant Returns of Scale*

CSN – Companhia Siderúrgica Nacional

DEA – *Data Envelopment Analysis*

DMU – *Decision Making Unit*

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.

Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A.

Eletrosul – Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.

EMS – *Efficiency Measurement System*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FND – Fundo Nacional de Desestatização

Gerasul – Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A.

kW – Kilowatt

Light – Light Serviços de Eletricidade S.A.

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME - Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

O&M - Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC – Prestação Anual de Contas

PDP – Programa Diário de Produção

PIB – Produto Interno Bruto

PIE – Produção Independente de Energia

PND – Programa Nacional de Desestatização

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

SIPOT – Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro

SP – Serviço Público

UHE – Usina Hidrelétrica

VRS – *Variable Returns of Scale*

SUMÁRIO

1. Introdução.....	17
2. Setor elétrico nacional - enfoque no segmento da geração.....	21
2.1. Da origem até 1930: descoberta e concentração do setor.....	21
2.2. O período de 1930-1970: regulamentação e estatização.....	27
2.3. O período de 1970-2000 (o período das grandes construções): estatização x privatização.....	33
2.4. A história recente (2000 em diante): crise, novo modelo do setor elétrico nacional e retirada do PND.....	45
3. Disposição do segmento de geração de energia no Brasil: horizonte recente e atual.....	49
3.1. Horizonte recente da geração de energia nacional.....	49
3.1.1. Evolução recente da capacidade instalada de energia elétrica no país.....	52
3.2. Horizonte atual da geração de energia nacional.....	53
3.2.1. Distribuição da energia pelos estados brasileiros.....	53
3.2.2. Participação de cada agente no mercado de energia.....	55
3.2.3. Visão geral dos empreendimentos de geração.....	57
3.2.4. A geração de energia hidrelétrica no Brasil – números.....	59
4. Metodologia <i>Data Envelopment Analysis</i> – DEA.....	62
4.1. O problema da escassez e a minimização pela eficiência.....	62
4.2. Aspectos gerais DEA.....	65
4.2.1. Definições e características.....	66
4.2.2. Propriedades.....	69
4.3. Etapas para aplicação da metodologia DEA.....	71
4.3.1. Orientação dos modelos DEA.....	71
4.3.2. Retornos de escala.....	73
4.4. Modelos DEA tradicionais.....	75
4.4.1. Modelo CCR (CRS).....	75
4.4.2. Modelo BCC (VRS).....	80
4.5. Revisão de literatura.....	83
5. Dados de entrada: amostra, <i>inputs</i> e <i>outputs</i>	88
5.1. Produtos (<i>outputs</i>) e insumos (<i>inputs</i>).....	89

5.1.1. Produtos (<i>outputs</i>).....	91
5.1.2. Insumos (<i>inputs</i>).....	92
6. Resultados observados.....	99
6.1. Análise dos índices de eficiência pelo tempo de operação da UHE.....	104
6.2. Análise dos índices de eficiência por MW instalado.....	106
6.3. Análise dos índices de eficiência pela altura de queda da UHE.....	108
6.4. Análise dos índices de eficiência por empresa proprietária da UHE.....	110
6.5. Análise dos índices de eficiência pela localização geográfica da UHE.....	112
6.6. Análise dos índices de eficiência das UHEs com reservatório e fio d'água....	113
6.7. Análise comparativa com os resultados de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005).....	114
7. Conclusão.....	121
Referências bibliográficas	126
Anexos.....	130

1. INTRODUÇÃO

Recentemente em vários países o setor de energia elétrica tem sofrido profundas reformas na sua estrutura institucional, organização e operação. As atividades têm sido segregadas em produto (a energia) e serviços (transmissão e distribuição), com responsabilidades distribuídas entre os agentes dos segmentos de geração, distribuição, transmissão e comercialização.

Em âmbito nacional, o processo de reforma institucional, iniciado em meados dos anos 90, procurava: assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda; e assegurar que o setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível.

O segmento de geração de energia elétrica, assim como todo o setor elétrico brasileiro também passou por modificações consideráveis nos últimos anos, no sentido de fornecer ao País estabilidade e confiança na geração de energia, com condições favoráveis ao crescimento sustentável. Um dos principais pontos desta reformulação foi a tentativa de tornar o segmento de geração um pouco mais competitivo, e, por consequência, mais eficiente, atraindo a iniciativa privada.

O risco iminente de uma nova crise energética, como a ocorrida em 2001, e seu consequente racionamento, adotado pelo Governo, como medida emergencial, levou o Estado a se preocupar, constantemente, em busca de novas fontes de investimentos destinados à ampliação e à diversificação da matriz energética nacional.

Como consequência, a implantação do novo modelo do setor elétrico, determinado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, procurou em sua essência, dentre outras finalidades, extrair o máximo de eficiência de seus agentes. Os principais aspectos da concepção do novo modelo foram:

- a licitação pública de projetos de geração incluirá a oferta de energia referente a novos empreendimentos e à geração existente;
- a comercialização de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição é permitida somente no ambiente de contratação regulada;

- geradores, produtores independentes e comercializadores atuam no ambiente de contratação regulada e livre, por meio da CCEE;
- criação de novos agentes institucionais: EPE, CMSE e CCEE;
- obrigatoriedade em desverticalizar do segmento de distribuição as atividades de geração e transmissão, além do descruzamento societário, isto é, a distribuidora não pode ter participação em outras empresas.

O setor elétrico tem como dever garantir o suprimento de energia elétrica. Para tanto, é fundamental que as novas regras proporcionem segurança e atratividade ao capital investidor.

Apesar do esforço do Estado em fornecer um suprimento de energia confiável ao crescimento do País, crises ainda podem acontecer por ausência dos investimentos adequados na geração de energia, aliado ao aumento crescente no consumo residencial e industrial, impulsionados pelo crescimento da economia nacional.

Independentemente dos incentivos a fontes alternativas de geração, o objeto do estudo tem foco direcionado para a eficiência da geração de energia hidrelétrica em âmbito nacional – que corresponde, atualmente, a cerca de 75% da capacidade de geração do País –, em busca de realocação de insumos e produtos de forma a atingir uma máxima eficiência das unidades produtivas, não sendo para tanto necessário elevado aporte de recursos financeiros destinados à produção.

O problema que se pretende resolver é a substituição da escassez de recursos financeiros destinados à geração de energia hidrelétrica, por um melhor aproveitamento dos fatores utilizados na produção.

Em um passado recente, no final do ano de 2007 e início de 2008, já se cogitava a hipótese de ocorrer uma nova crise no setor elétrico nacional. Os baixos níveis de armazenamento alcançados pelos reservatórios, estando próximos às curvas de aversão ao risco, começaram a preocupar os analistas de mercado.

Para se ter uma idéia da magnitude do problema, o reservatório de Sobradinho, maior reservatório da Região Nordeste e do País, em extensão, chegou a dispor de menos de 13% de sua capacidade de armazenamento, no mês de dezembro de 2007.

Em âmbito nacional, já em meados do mês de janeiro de 2008, o nível de chuvas ocorridas em 2007 não correspondeu às expectativas iniciais do governo.

Neste período, os níveis médios de armazenamento dos reservatórios brasileiros por região geográfica foram: Sudeste/Centro-Oeste 44,7%; Sul 71,2%; Nordeste 27,2% e Norte 29,6%. De acordo com estudo divulgado pela ABRACE, o País já convivia, à época, com descompasso entre a oferta e a demanda de energia.

A partir de então, para suprir à demanda existente e com a finalidade de preservar as águas represadas nos reservatórios das usinas hidrelétricas, termelétricas foram acionadas, em pleno período úmido, para evitar novo racionamento de energia no País. Mas, o acionamento das usinas termelétricas ocasiona outros problemas, tais como: o elevado preço do óleo diesel onera o preço final da energia gerada e a indisponibilidade de gás natural, que, por sua vez, reduz a garantia física.

No que diz respeito às usinas hidrelétricas, dentre as dificuldades do setor para ampliação e construção de novos empreendimentos, destinados à geração de energia, destacam-se: o elevado investimento inicial e o tempo considerável para entrar em operação, devido à complexidade das obras e às exigências dos órgãos ambientais. Portanto, é necessário que o planejamento de expansão seja bem executado, evitando assim que o setor elétrico nacional seja dependente de uma variável incontrolável: as chuvas.

Neste cenário é extremamente relevante que a máxima eficiência dos agentes geradores seja alcançada e as distorções encontradas nas unidades produtivas ineficientes sejam conhecidas no intuito de corrigi-las e tornar as empresas mais eficientes e competitivas.

Uma das formas de aferir eficiência é comparar o que se pode produzir com determinada quantidade de insumos, ou, ainda, dada a quantidade de produto, como obtê-lo com o menos nível possível de insumos.

Apesar de existirem outras fontes de geração de energia, pelo critério de relevância e representatividade na matriz energética nacional, o objeto do estudo foi a geração de energia hidrelétrica. Para aferição da eficiência das usinas hidrelétricas brasileiras será utilizada a metodologia de Análise por Envoltória de Dados – DEA, com o suporte das formulações de seus modelos tradicionais DEA-C (CCR ou CRS) e DEA-V (BCC ou VRS).

O modelo DEA-C admite a hipótese de retornos constantes de escala para determinação da fronteira eficiente. Enquanto que o modelo DEA-V trabalha com retornos variáveis de escala na determinação das unidades ideais.

Para seleção das unidades de geração a serem analisadas levou-se em consideração, principalmente, a disponibilidade dos dados relativos aos insumos e produtos adotados como variáveis no estudo.

Efetuada a verificação da disponibilidade dos dados definiu-se como escopo 87 usinas hidrelétricas brasileiras, distribuídas entre 29 empresas distintas (Anexo I). Quanto à tempestividade, cabe destacar que as informações referentes a cada variável foram correspondentes ao exercício do ano de 2005.

Como contribuição, com o auxílio da metodologia DEA, o presente estudo procurará comparar e identificar a eficiência de 87 usinas geradoras de energia hidrelétrica, existentes no Brasil, com potência instalada acima de 50 MW¹, com base nos insumos e produtos adotados como variável de análise. E, complementarmente, para as unidades ineficientes será possível enxergar qual(is) o(s) insumo(s) e/ou produto(s) que se pode(m) melhorar, considerando os patamares alcançados pelas unidades de referência, fornecendo subsídios para os agentes de geração vislumbrarem um maior nível de eficiência para suas unidades produtivas, sem necessariamente terem que despender novos recursos.

A dissertação foi desenvolvida em sete capítulos, após este capítulo introdutório é realizado, no capítulo seguinte, um histórico do setor elétrico nacional, com enfoque direcionado para o segmento de geração de energia. O capítulo 3 foi elaborado para mostrar como se encontra distribuído o segmento de geração de energia no Brasil, considerando o horizonte recente e atual. Em seguida, no capítulo 4, é feita uma introdução sobre a metodologia DEA utilizada no estudo para aferição da eficiência das unidades geradoras pertencentes à amostra, além de uma revisão de literatura correlata. O capítulo 5 demonstra os critérios que levaram a definição da amostra, além dos insumos e produtos utilizados. Os resultados e comparações dos índices de eficiência obtidos pelas UHEs estudadas, utilizando o auxílio do programa EMS, estão destacados e discutidos no capítulo 6. E o capítulo 7 reúne um resumo conclusivo a respeito dos resultados encontrados.

¹ Foram escolhidas essas usinas visto que o ONS despacha diariamente, através do PDP, apenas as usinas com potência instalada superior a 50 MW e os dados utilizados para obtenção de um dos produtos foi obtido junto ao ONS.

2. SETOR ELÉTRICO NACIONAL - ENFOQUE NO SEGMENTO DA GERAÇÃO²

2.1. DA ORIGEM ATÉ 1930: DESCOBERTA E CONCENTRAÇÃO DO SETOR

A história do setor elétrico nacional teve origem a partir de meados do século XIX, onde diversos acontecimentos contribuíram para o surgimento do uso da energia elétrica no país.

O desenvolvimento da cultura do café, voltada para a exportação, criou um centro dinâmico de geração de renda no país - os pólos urbanos de produção localizados nas províncias do Rio de Janeiro, num primeiro momento, e de São Paulo, na etapa seguinte.

As condições favoráveis no ambiente interno, a elevada abundância de terras férteis e de mão-de-obra a custo reduzido, acompanhada da valorização do produto no mercado externo, serviram de estímulo ao aumento da produção e, consequentemente, atraíram o interesse dos investidores.

A expansão da renda, as medidas protecionistas impostas pelo governo, a extinção do tráfico negreiro, em 1850, o aumento da imigração estrangeira e os superávits na balança comercial nacional, após 1860, produziram as condições necessárias para o desenvolvimento do país rumo à modernização.

Todos esses fatores impulsionaram o setor urbano da economia, que, a partir de então, começou a ter uma relevância e um desenvolvimento diferenciado com relação ao setor rural. Com o crescimento das cidades, para fornecer à população as condições essenciais, agora demandadas, foi necessário que alguns segmentos da economia também evoluíssem, tais como a indústria da construção civil e da infra-estrutura urbana.

É nesse contexto que surgiram as primeiras iniciativas de uso de energia elétrica no país, contemporâneo ao aparecimento dessa inovação tecnológica na Europa e nos Estados Unidos.

No Brasil a eletricidade experimentou suas primeiras funcionalidades nos segmentos de iluminação pública, de transporte e na indústria. Por iniciativa do então imperador Dom Pedro II, em 1879, Thomas Alva Edison foi convidado a

² Este capítulo foi desenvolvido com base nos seguintes livros: Energia elétrica no Brasil: breve histórico (1880-2001) e Panorama do setor de energia elétrica no Brasil, ambos do Centro de Memória da Eletricidade no Brasil; Energia elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à Eletrobrás), da Biblioteca do Exército; e A energia do Brasil, de Antônio Dias Leite.

introduzir os aparelhos e processos de sua invenção em nosso país. Foi inaugurado, no Rio de Janeiro, o serviço permanente de iluminação elétrica interna na Estação Central da Ferrovia Dom Pedro II, atual Central do Brasil, cuja alimentação era realizada por dínamos.

Em seguida, em 1881, também no Rio de Janeiro, a Diretoria Geral dos Telégrafos instalou a primeira iluminação externa pública do país, ainda fazendo uso de dínamos, num trecho do jardim do Campo da Aclamação, a atual Praça da República. Na inauguração da Exposição Industrial, ocorrida no mesmo ano, a energia elétrica foi utilizada para iluminar dependências do edifício do Ministério da Viação no Largo do Paço, atual praça XV de novembro, também no Rio de Janeiro.

Já nos transportes coletivos, o uso pioneiro da eletricidade ocorreu em 1883, em Niterói, Província do Rio de Janeiro, com a construção da Linha Fonseca, primeira linha brasileira de bondes elétricos do país.

Quanto à geração de energia, a primeira central geradora elétrica do Brasil começou a operar em 1883, localizada em Campos, província do Rio de Janeiro, possuía 52 kW de capacidade, para alimentar 39 lâmpadas, era uma unidade termelétrica, movida a vapor gerado em caldeira a lenha. Esse empreendimento foi considerado o pioneiro na prestação de serviço público de iluminação no Brasil e na América do Sul.

A introdução do uso da eletricidade para iluminação e utilização de transportes públicos, como nova opção tecnológica, fez com que os setores produtivos começassem a desejá-la em seus processos industriais. Então, também em 1883, aproveitando as águas do Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha, foi construída a primeira unidade geradora hidrelétrica, cuja energia gerada era transportada por uma linha de transmissão de dois quilômetros, para acionamento de equipamentos utilizados na extração de diamantes da mineração Santa Maria, localizada no município de Diamantina - MG.

Até o fim do século XIX várias foram as iniciativas públicas e privadas no desenvolvimento da geração de energia. Os empreendimentos se concentravam principalmente nos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul.

Em seguida, dois outros projetos hidrelétricos foram implantados para autoprodução, no Estado de Minas Gerais, nos anos de 1885 e 1887,

respectivamente, o da Companhia Fiação e Tecidos São Silvestre, em Viçosa, e o da *Compagnie des Mines d'Or du Faria*, localizado em Nova Lima.

Ainda em 1887, foram desenvolvidos dois empreendimentos de iluminação pública, nas cidades do Rio de Janeiro e Porto Alegre. A Companhia de Força e Luz que foi criada com o objetivo de fornecer iluminação elétrica a alguns pontos do centro do Rio de Janeiro, onde a energia era gerada numa pequena central termelétrica, localizada num prédio do Largo de São Francisco. E na capital gaúcha, foi estabelecido um serviço permanente de fornecimento de luz a consumidores individuais, cuja energia era proveniente de uma termelétrica de 160 kW, a vapor, de propriedade da Companhia Fiat Lux.

Ao final do século XIX, o número de estabelecimentos industriais estava em constante expansão no Brasil. O setor de manufaturas utilizava, até então, como fonte de energia o carvão importado, no acionamento de sua maquinaria. Os industriais da época passaram a perceber que a eletricidade de origem hidráulica era mais econômica que o carvão importado, e começaram a desenvolver estudos para efetivar essa mudança.

Um dos pioneiros foi o empresário Bernardo Mascarenhas, que, em janeiro de 1888, obteve autorização de criar a CME, concessionária de serviço público para gerar e distribuir energia elétrica, com o objetivo de fornecer iluminação à cidade de Juiz de Fora - MG, além de fornecer a força motriz necessária para o atendimento à sua Companhia Têxtil e outras fábricas da região.



Fonte: www.graduacao.ufjf.br/2004/noticias/museu.php

Figura 2.1 - Usina Hidrelétrica Marmelos-Zero (MG)

No ano seguinte, em setembro de 1889, foi inaugurada pela CME a usina a fio d'água, Marmelos-Zero, às margens do rio Paraibuna, no município de Juiz de Fora - MG, com capacidade total de 250 kW, dividida em dois alternadores, sendo expandida para 375 kW, em 1892.

A usina de Marmelos-Zero entrou para a história por ser considerada a primeira usina hidrelétrica instalada no Brasil para atendimento de serviços de utilidade pública, neste caso, serviço público de iluminação, ao município de Juiz de Fora - MG.

Desde o início da geração de energia elétrica no país, em 1883, até o fim do século XIX a capacidade instalada evoluiu de 61 kW para 10.850 kW, onde 53% eram provenientes de origem hidráulica.

A energia elétrica era cada vez mais procurada pela sociedade, fato que em 1903 motivou os primeiros movimentos de regulamentação da atividade pelo Estado. Tratava-se de legislação³ bastante genérica que autorizava o governo federal, por via administrativa ou concessão, a promover o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros para fins de serviços públicos, facultando a terceiros o uso dos excedentes para consumo próprio em atividades agroindustriais, com o propósito de fomentar novos investimentos. No entanto, a eficácia da Lei não foi a desejada, pois os concessionários continuaram firmando contratos regulamentados pelos estados e municípios.

Nessa época, o processo de urbanização das principais cidades brasileiras fez com que o capital estrangeiro se interessasse na instalação companhias de serviços públicos. Com o intuito de fornecer esses serviços, primeiramente, constituiu-se em Toronto, no Canadá, no ano de 1899, a São Paulo Tramway, Light and Power Company Ltda. E depois, em 1904, os canadenses juntamente com sócios americanos, fundaram a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Ltda., objetivando fornecer alguns serviços importantes de utilidade pública, tais como, transportes, iluminação, geração e distribuição de eletricidade, telefonia e distribuição de gás canalizado.

Nos demais estados brasileiros o emprego da energia elétrica começava a se propagar. Delmiro Gouveia, proprietário da Companhia Agro Fabril Mercantil,

³ A Lei 1.145, de 31 de dezembro de 1903, e o Decreto 5.704, de 10 de dezembro de 1904, regulamentaram, em termos gerais, a concessão dos serviços de eletricidade quando destinados ao fornecimento a serviços públicos federais.

inaugurou em 1913 o primeiro empreendimento do Norte-Nordeste destinado à geração de energia, a hidrelétrica de Angiquinho, com captação de águas na cachoeira de Paulo Afonso, situada na Bacia do Rio São Francisco. A usina tinha a capacidade de 1.249 kW, dividida em 3 geradores, e o objetivo inicial era abastecer com eletricidade uma indústria têxtil localizada na cidade de Pedra - hoje Delmiro Gouveia -, no estado de Alagoas, além de produzir energia para alimentar uma bomba que levava água da cachoeira de Paulo Afonso até a cidade de Pedra, compreendendo uma distância de aproximadamente 24 quilômetros.



Fonte: elaboração própria (2007).

Figura 2.2 - Usina Hidrelétrica Angiquinho - Delmiro Gouveia (AL)

Do início do século XX até o ano de 1920 foram criadas, em todo Brasil, algumas empresas voltadas para a prestação de serviços de geração e distribuição de energia, destacam-se: em 1906, a Pará Railways Lightning Company Ltda.; em 1909, a CBEE; em 1910, a Manaus Tramway and Light Company Ltda.; em 1912, a CPFL; e em 1913, a Pernambuco Tramway and Power Company Ltda.

No ano de 1924, após a compra de várias concessionárias no interior do Estado de São Paulo, instalou-se no país a *American Foreign Power Company* - Amforp, uma subsidiária da *Bond and Share Company*. As atividades da Amforp logo foram ampliadas para outras nove capitais, além de algumas importantes cidades brasileiras, de modo que em 1930, a maioria dos empreendimentos voltados à energia elétrica, em âmbito nacional, estava concentrada nas mãos de duas grandes empresas a recém-chegada Amforp, e a Light, empresa já estabelecida no mercado nacional.

Auxiliado por suas características naturais o parque gerador brasileiro, desenvolveu-se desde sua origem com predominância da energia hidráulica. Mas, foi a partir do ano de 1905 que esta predominância se consolidou. Conforme demonstra a Tabela 2.1, no período compreendido entre os anos de 1905 a 1930, mais de 80% da capacidade instalada de energia no país já era de origem hidráulica.

Esta Tabela também nos mostra a evolução da potência elétrica instalada no Brasil desde sua origem até 1930, motivada pela modernização da indústria brasileira e, consequentemente, pelo aumento da produção para atender à crescente demanda interna. Graças ao elevado crescimento populacional no país - a população nacional passou de cerca de 17 milhões para 31 milhões de habitantes, no período compreendido entre os anos de 1900 e 1920 - e, ao mesmo tempo, as restrições externas provocadas pela Primeira Guerra Mundial (1914-1918) foram criadas as precondições para que o capital surgido com as atividades cafeeiras fosse aplicado no desenvolvimento da geração de energia.

Tabela 2.1 - Evolução da Potência Elétrica Instalada no Brasil em kW (1890-1930)

Anos	Hidro	Total	Hidro/Total	Δ% Total (5anos)
1890	250	1.267	0,19	---
1895	1.991	5.834	0,34	360
1900	5.283	10.376	0,51	78
1905	38.280	44.936	0,85	333
1910	124.672	152.401	0,82	239
1915	258.692	309.798	0,84	103
1920	300.946	367.018	0,82	18
1925	416.875	507.483	0,82	38
1930	630.050	778.802	0,81	53

Fonte: adaptada de Leite, p. 392 (1997).

Nos primeiros anos após o surgimento da primeira unidade geradora de energia no Brasil, o caráter inovador que a energia elétrica trazia ao ambiente produtivo também colaborou para elevação da potência elétrica instalada no Brasil, em aproximadamente 244 vezes⁴, entre os anos de 1890-1915.

Do início do século XX até o final da década de 30 a economia brasileira foi baseada na agricultura de exportação. Mas, a quebra da Bolsa de Valores de Nova

⁴ No período de 1890 a 1915 a potência elétrica instalada total do país saltou de 1.267 kW para 309.798 kW.

Iorque, ocorrida em 1929⁵, deixou claro que o país não podia depender exclusivamente de um só produto e da necessidade de outras nações. A superprodução de café, resultante de ações protecionistas, e a retração do mercado externo, ocasionada pela Grande Depressão de 1929, levaram a uma grande crise do principal produto nacional. O Estado teve que intervir no processo de produção de forma que o modelo agroexportador, a partir de agora, passasse a conviver com as atividades industriais das grandes cidades.

2.2. O PERÍODO DE 1930-1970: REGULAMENTAÇÃO E ESTATIZAÇÃO

Para implantação de um novo modelo econômico nacional que objetivasse diversificar a estrutura produtiva, a redefinição do papel do Estado foi indispensável, através do crescente intervencionismo na esfera econômica.

Inicialmente, a intervenção ocorreu com o aumento do poder de regulamentação sobre os serviços públicos. Somente diante do intenso processo de concentração de mercado, nas mãos dos grupos Light e Amforp⁶, é que foram implementadas medidas de ordenação institucional das atividades de produção e distribuição de energia elétrica no país.

No início da década de 30, embora ainda incipientes, algumas iniciativas de regulamentação foram tomadas, tais como: a proibição de aquisição de empresas; a interrupção dos processos de autorização de novos aproveitamentos de cursos de água; e a extinção da cláusula-ouro, mecanismo que era utilizado desde os contratos iniciais e garantia às empresas do setor elétrico o direito de corrigir suas tarifas e receber o equivalente em ouro, protegendo suas receitas da inflação.

A formalização do Código de Águas⁷, através do Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934, materializou um novo arcabouço regulatório, dando prosseguimento ao projeto intervencionista na gestão do setor de águas e energia elétrica. Com o Código, para exploração da energia hidráulica, assim como dos serviços

⁵ Em 1927, após um período de fortes investimentos no estrangeiro e com uma economia crescente, os financistas norte-americanos que operavam em *Wall Street* centraram-se no mercado interno. Quanto mais compravam, maior era a subida dos preços, o que atraía mais investimentos. Em 24 de outubro de 1929, conhecido como “quinta-feira negra”, iniciou-se um forte movimento vendedor, que produziu o colapso das cotações na referida bolsa. Embora muitos analistas pensassem, no princípio, que se tratava de um ajuste passageiro do mercado, a quebra de *Wall Street* marcou o início da Grande Depressão.

⁶ No início da década de 30, a participação da Light e da Amforp no parque gerador nacional era superior a 50%.

⁷ A formulação do Código de Águas baseava-se em doutrinas e práticas vigentes nos países de origem dos grupos estrangeiros instalados no país.

complementares de transmissão, transformação e distribuição, seria necessária a obtenção de concessões e autorizações.

Talvez a mais importante inovação trazida pelo Código foi a revisão dos critérios para estabelecimento de preços dos serviços, onde, a partir de então, a tarifa deveria ser fixada na forma de “serviço pelo custo”, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão, com o objetivo de obter a justa remuneração do capital investido, levando em consideração também o valor histórico dos investimentos.

O Código de Águas estabeleceu princípios reguladores mais rígidos na relação do Estado com a indústria de eletricidade, gerando resistências entre as principais empresas do setor. Maior companhia de energia elétrica à época no país, a *Light*, centrava suas críticas na questão tarifária, resistia à idéia da remuneração do capital pelo custo histórico dos investimentos, defendia que se adotasse o custo de reprodução ou reposição.

O Código de Águas ainda estabeleceu que, doravante, as autorizações ou concessões seriam conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil. Com isso o Código inibiu a participação e o interesse de companhias internacionais no setor.

Tabela 2.2 - Crescimento Médio Anual da Capacidade Instalada de Geração no Brasil (1883-1945)

Períodos	1883-1900	1900-10	1910-20	1920-30	1930-40	1940-45
% a.a.	35,7	38,7	8,8	7,8	4,8	1,5

Fonte: http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf. Acesso em 19.03.2007.

O surgimento do Código de Águas, acompanhado por sua inspiração nacionalista gerou incertezas regulatórias no setor elétrico que desencorajaram os grandes grupos estrangeiros instalados no país. O reflexo do desestímulo dos empresários e a restrição às importações de máquinas e equipamentos, durante a Segunda Guerra Mundial reduziram o ritmo de expansão da capacidade instalada,

enquanto o crescimento do consumo continuava a crescer a taxas mais expressivas⁸.

O aumento do consumo e o crescimento insuficiente da capacidade instalada da geração ocasionaram um excesso de demanda frente à oferta disponível. Para suprir essa necessidade foram implementadas algumas medidas no processo de geração de energia que já demonstravam indícios da fragilidade e ineficiência que o setor atravessava, dentre elas: elevação do nível médio de utilização da capacidade instalada a níveis que comprometiam as margens de segurança de funcionamento; não atendimento de novas ligações demandadas; e emprego de artifícios operacionais, como a queda na freqüência e na voltagem da energia durante os horários em que ocorria maior consumo.

Devido à crise anunciada o Estado amplia seu papel para além das atribuições reguladoras e fiscalizadoras e passa a investir diretamente na produção, seguindo a mesma política aplicada em outros setores estratégicos da economia. O período compreendido entre 1945, após o término da Segunda Guerra Mundial, e 1962, com a criação da Eletrobrás, pode ser considerado como de afirmação das empresas públicas no setor elétrico nacional. Ao longo desses anos, foi registrado um elevado incremento na capacidade instalada de energia elétrica no Brasil, o total quadruplicou passando de 1.341.600 kW para 5.728.800 kW. Percentualmente, esse aumento representou uma taxa de crescimento médio anual da capacidade instalada de 8,9% ao ano, enquanto que a taxa média observada entre os anos de 1930 e 1945 foi de apenas 3,7% ao ano⁹.

Esse crescimento elevado teve grande contribuição das empresas públicas, federais e estaduais, criadas durante esse período. A crescente participação das empresas públicas na geração de energia elétrica constituiu um elemento fundamental no processo de expansão do setor de 1945 a 1962, conforme demonstrado na Tabela 2.3. A intervenção estatal foi responsável pela grande mudança ocorrida no perfil do setor elétrico, justamente em um período em que a oferta de energia mostrava-se insuficiente para atender à demanda cada vez maior.

⁸ Como exemplo, nos períodos 1930-40 e 1940-45, o consumo de energia elétrica nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro cresceu em média 8,6% e 8,7%, respectivamente, ao ano. Essa demanda superior à capacidade de geração provocou racionamentos sucessivos nos anos seguintes, situação que permaneceu, intermitentemente, até o início da década de 60.

⁹ Entre os períodos de 1930-1940 e 1940-1945 o crescimento médio anual da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil foi de 4,8% e 1,5%, respectivamente.

Tabela 2.3 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil (1945-1962)

Anos	Térmica (MW) ¹⁰	Hidráulica (MW)	Total (MW)	Taxa de Crescimento (%)
1945	261,8	1.079,8	1.341,6	-----
1946	280,7	1.134,2	1.414,9	5,5
1947	283,0	1.251,2	1.534,2	8,4
1948	291,8	1.333,5	1.625,3	5,9
1949	304,3	1.430,9	1.735,2	6,8
1950	346,8	1.535,7	1.882,5	8,5
1951	355,2	1.584,8	1.940,0	3,1
1952	386,8	1.598,0	1.984,8	2,3
1953	418,2	1.686,7	2.104,9	6,0
1954	632,3	2.173,2	2.805,5	33,3
1955	667,3	2.481,2	3.148,5	12,2
1956	674,7	2.875,3	3.550,0	12,7
1957	764,5	3.002,9	3.767,4	6,1
1958	769,3	3.223,8	3.993,1	6,0
1959	799,0	3.316,2	4.115,2	3,1
1960	1.158,1	3.642,0	4.800,1	16,6
1961	1.396,3	3.808,9	5.205,2	8,4
1962	1.603,2	4.125,6	5.728,8	10,1

Fonte: adaptada de Panorama do setor de energia elétrica no Brasil, p.149 (1988).

Nota: os dados incluem autoprodutores.

Na área empresarial do setor elétrico a primeira iniciativa estatal, em âmbito estadual, foi em 1943 com a criação da CEEE, no Estado do Rio Grande do Sul, com a finalidade de prever e sistematizar, um plano geral para todo o Estado, aproveitando todo o seu potencial hidráulico e suas reservas carboníferas.

Em âmbito federal o pioneirismo ficou por conta da CHESF, criada pelo Decreto-Lei 8.031, de 3 de outubro de 1945, para aproveitar os recursos hídricos do Rio São Francisco e fornecer energia ao esforço nascente da industrialização da Região Nordeste do Brasil. Apesar de sua criação ter sido poucos dias antes da deposição do então presidente Getúlio Vargas, a Chesf efetivamente somente foi constituída na primeira assembléia geral de acionistas, realizada em 15 de março de 1948, já no governo do Marechal Eurico Dutra.

Posteriormente à criação da Chesf, foram criadas outras grandes empresas públicas, na esfera federal e estadual, que em muito contribuíram para desconcentração das atividades do setor. Mas, foi durante o governo de Juscelino

¹⁰ 1 MW = 1000 kW.

Kubitschek (1956-1961), onde ficou evidenciado que o projeto de desenvolvimento do setor elétrico estaria, a partir de agora, sob o comando de empresas públicas, através da criação da maior parte das companhias estaduais de energia elétrica¹¹ e de mais uma geradora controlada pelo governo federal e pelo estado de Minas Gerais – a Central Elétrica de Furnas. Juscelino planejava adotar uma estratégia desenvolvimentista, de modernização e rápida ampliação da produção industrial brasileira, estratégia traduzida pelo *slogan* “cinquenta anos em cinco”.

É nesse contexto que em 1952, foi criada a então Centrais Elétricas de Minas Gerais - Cemig¹², considerada a primeira empresa estadual de economia mista do país, com o objetivo de realizar um plano geral de eletrificação no Estado de Minas Gerais. E, em seguida, a empresa de Furnas foi criada em 1957, pela necessidade de o Governo Federal ingressar no segmento de geração de energia elétrica da Região Sudeste do país, com a finalidade de superar a crise de abastecimento já sentida, principalmente nos grandes centros urbano-industriais, concentrados naquela região.

À época, em âmbito federal, a expansão do segmento estatal do setor elétrico nacional culminou com a organização da Eletrobrás. Mas, a criação da Eletrobrás não foi tão célere quanto à criação das empresas estatais geradoras. Seu projeto tramitou no Congresso por cerca de 7 anos e somente veio a ser transformado em Lei em abril de 1961, no governo do Presidente Jânio Quadros. No ano seguinte, em 11 de junho de 1962, foi constituída a Eletrobrás, através da realização de Assembléia Geral.

Em São Paulo houve várias iniciativas independentes entre os anos de 1940 e 1960, para o aproveitamento de seus rios. O processo de criação da CESP foi bem diferente, em comparação ao de suas antecessoras. Em todo o Estado, a partir do final da década de 40, antes da criação da CESP, o Estado resolveu intervir e algumas empresas foram criadas com objetivos específicos de aproveitamento do potencial hidráulico de alguns rios, que estivessem fora da área de concessão dos grupos privados detentores do fornecimento para a maior parte do território paulista - a São Paulo Light e a CPFL.

¹¹ Nesse período, foram criadas, por ordem de antigüidade: Cemig (1952), Usinas Elétricas do Paranapanema SA (1953), Escelsa (1956), Copel (1954), Celg (1956), Celesc (1956), Cea (1957), Furnas (1957), Cemat (1958), Cemar (1959) e a Coelba (1960).

¹² Atualmente conhecida como Companhia Energética de Minas Gerais S.A.

Com o agravamento das crises de energia elétrica, o governo estadual preocupava-se com o fornecimento adequado de energia para o crescente parque industrial e para as grandes cidades da região, com o objetivo de manter a continuidade do rápido desenvolvimento econômico do Estado. A conveniência de um planejamento estadual, que reunisse todas as empresas em uma só, resultou na criação da CESP, no ano de 1966.

O setor de energia elétrica, nessa época, passou a ter uma nova configuração, onde as atividades passaram de certa forma a serem divididas entre as empresas públicas e privadas. As empresas públicas se voltaram para ampliação do parque gerador de eletricidade, enquanto que as empresas privadas nacionais e estrangeiras destinaram a maior parte de seus recursos na área de distribuição de energia.

Tabela 2.4 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil, por Categoria de Concessionário (1952-1962)

Anos	Público		Privado		Auto-Produtor		Total
	Potência (MW)	Part. (%)	Potência (MW)	Part. (%)	Potência (MW)	Part. (%)	
1952	135,6	6,8	1.635,5	82,4	213,7	10,8	1.984,8
1953	171,1	8,1	1.631,3	77,5	302,5	14,4	2.104,9
1954	303,2	10,8	2.159,6	77,0	342,7	12,2	2.805,5
1955	538,5	17,1	2.248,4	71,4	361,6	11,5	3.148,5
1956	657,1	18,5	2.551,9	71,9	341,0	9,6	3.550,0
1957	681,0	18,1	2.696,2	71,6	390,2	10,3	3.767,4
1958	824,5	20,6	2.742,8	68,7	425,8	10,7	3.993,1
1959	968,5	23,5	2.724,0	66,2	422,7	10,3	4.115,2
1960	1.098,9	22,9	3.182,2	66,3	519,0	10,8	4.800,1
1961	1.341,5	25,8	3.242,1	62,3	621,6	11,9	5.205,2
1962	1.791,9	31,3	3.161,4	55,2	775,5	13,5	5.728,8

Fonte: adaptada de Panorama do setor de energia elétrica no Brasil, p.150 (1988).

Desde o final da década de 20, o capital privado estrangeiro praticamente monopolizava as atividades da indústria da energia elétrica no Brasil. Mas, a partir da primeira metade dos anos 50, o setor de energia elétrica pôde contar com a presença marcante das empresas controladas pela União e pelos governos estaduais.

Entre os anos de 1952 e 1962, a participação destas empresas na capacidade instalada de energia elétrica total do país passou de 6,8% para 31,3%. Na contramão caminharam as concessionárias privadas, nas quais o capital estrangeiro era amplamente majoritário (grupos Light e Amforp), pois, no mesmo período, sua participação caiu de 82,4% para 55,2%. Enquanto que a presença dos autoprodutores manteve-se praticamente inalterada. A evolução da capacidade instalada no país, segundo a natureza do concessionário (público, privado ou autoprodutor), encontra-se demonstrada na Tabela 2.4.

Em síntese, o período que se estendeu de 1930 até o final da década de 60 foi marcado por uma profunda alteração no modelo brasileiro de desenvolvimento econômico e, concomitantemente, no setor elétrico nacional. O modelo passou a privilegiar a participação do Estado em funções produtivas, financeiras e planificadoras. Este período ficou caracterizado como de consolidação da regulamentação do setor de energia elétrica pelo Estado e de início do processo de nacionalização e estatização das atividades do setor.

Esse processo teve continuidade quando em 1968 e 1972 foram organizadas, respectivamente, a Eletrosul e a Eletronorte. Foi, então, constituído o sistema de empresas controladas pela Eletrobrás, atuantes em âmbito regional, responsável pela operação e geração do sistema hidrelétrico e hídrico interligado, do qual também faziam parte as já existentes Chesf e Furnas. A Eletrobrás passou a atuar como empresa *holding* das concessionárias públicas de energia elétrica do governo federal, executando o planejamento setorial, sendo responsável pela definição dos programas de expansão do sistema de energia elétrica brasileiro.

2.3. O PERÍODO DE 1970-2000 (O PERÍODO DAS GRANDES CONSTRUÇÕES): ESTATIZAÇÃO X PRIVATIZAÇÃO

O início desse período é marcado pela afirmação do processo de estatização do setor elétrico nacional. Ao longo dos primeiros anos de existência da Eletrobrás, o setor de energia elétrica brasileiro passou por profundas transformações, possibilitando um aumento extraordinário em sua capacidade instalada. Para se ter uma idéia da magnitude desse aumento, no ano da constituição da *holding* estatal, em 1962, o parque gerador nacional somava 5.729 MW, em 1986 esse total evoluiu para 42.860 MW, correspondendo a um crescimento superior a 640% no período. A

Tabela 2.5 apresenta essas informações, de modo detalhado, discriminando a modalidade da fonte primária de energia empregada na geração.

Na Tabela 2.5 é possível enxergar que a elevada participação das usinas hidrelétricas na capacidade instalada de energia, em âmbito nacional, manteve sua tendência já observada, desde o início do século XX. E, durante o período de 1963 a 1986, aumentou de cerca de 70% para aproximadamente 90%. Também contribuíram para esse avanço as interligações efetuadas entre as regiões e o menor custo dispendido na geração de energia hidrelétrica.

Tabela 2.5 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil (1963-1986)

Anos	Térmica (MW)	Hidráulica (MW)	Total (MW)	Taxa de Crescimento (%)
1963	1.876	4.479	6.355	-----
1964	1.946	4.894	6.840	7,6
1965	2.020	5.391	7.411	8,3
1966	2.042	5.524	7.566	2,0
1967	2.255	5.787	8.042	6,3
1968	2.372	6.183	8.555	6,4
1969	2.405	7.857	10.262	20,0
1970	2.372	9.088	11.460	11,7
1971	2.102	10.383	12.490	9,0
1972	3.806	11.019	14.825	18,7
1973	4.260	12.438	16.698	12,6
1974	4.545	13.740	18.285	9,5
1975	4.801	16.323	21.124	15,5
1976	4.845	17.901	22.746	7,7
1977	5.346	19.544	24.890	9,4
1978	5.648	21.807	27.455	10,3
1979	6.148	24.095	30.283	10,4
1980	5.768	25.584	31.352	3,5
1981	5.987	29.615	35.602	13,5
1982	6.003	31.168	37.171	4,4
1983	6.153	33.465	39.618	6,6
1984	3.595	34.804	38.399	(3,1)
1985	4.395	37.437	41.796	8,8
1986	4.382	38.478	42.860	2,5

Fonte: adaptada de Panorama do setor de energia elétrica no Brasil, p.232 (1988).

Nota: exclui autoprodutores. Dados revistos somente a partir de 1970.

A grande evolução da potência instalada na geração da energia elétrica ocorreu no final da década de 60 e início da década de 70. Na prática, o único agente responsável por esse notável processo de ampliação das atividades de

energia elétrica foi o Estado, por intermédio das empresas do grupo Eletrobrás e pelas concessionárias públicas estaduais.

A preponderância da participação do Estado, que já havia aparecido no final da década de 50, consolidou-se com a aquisição, pelo governo federal, dos ativos das empresas do grupo Amforp, em 1964, e das empresas do Grupo Light, em 1979, o que acarretou a completa nacionalização do setor.

Na aquisição da Amforp, a Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras - Caeeb -, empresa de serviço atuante na centralização e na supervisão de operações administrativas das concessionárias da Amforp, passou a integrar o sistema Eletrobrás, ficando encarregada de gerir as concessionárias filiadas até 1968, momento em que as antigas empresas foram incorporadas, em sua maioria às concessionárias públicas estaduais.

Posteriormente, dando prosseguimento ao processo de estatização e, consequentemente, a retirada do capital estrangeiro do setor, o governo federal também adquiriu, em 1979, as empresas do Grupo Light, originando à Light, subsidiária da Eletrobrás, com atividade no Rio de Janeiro, e à Eletropaulo, controlada pelo governo do Estado de São Paulo.

A ausência repentina das companhias estrangeiras levou o segmento de geração de energia elétrica, controlado, até então, boa parte pelo capital privado externo a uma considerável redução, limitando-o apenas as empresas nacionais. Essas concessionárias possuíam um parque gerador reduzido e, em geral, não dispunham de recursos suficientes para os investimentos necessários à modernização das atividades de geração. Portanto, embora o interesse direto da legislação básica do setor não tenha sido esse, a política adotada pelo poder público teve também um grande impacto na condução à estatização quase em sua totalidade do setor.

Concomitantemente a retirada do capital estrangeiro do setor elétrico nacional, o crescimento do consumo anual de energia elétrica, entre 1970 e 1980, atingiu o índice de 10%. Para atendimento a essa crescente demanda foram implementados a partir de 1970 projetos de construção de grandes centrais hidrelétricas em todo território nacional.

Na Região Nordeste ganham destaque os empreendimentos desenvolvidos pela Chesf, ao longo do Rio São Francisco: a ampliação do projeto original de Paulo

Afonso¹³, através da instalação das Usinas Hidrelétricas de Paulo Afonso III e IV, postas em operação, respectivamente, no período de 1971 a 1974 e 1979 a 1983, totalizando potência nominal final de 800 MW, para Paulo Afonso III, e 2.460 MW, para Paulo Afonso IV; a entrada em operação da Usina Hidrelétrica Apolônio Sales, também denominada Moxotó, com 400 MW, em 1977; o início da operação da Usina Hidrelétrica de Sobradinho, em 1979, contando com 1.050 MW de potência nominal, cujo represamento formou, à época, o maior lago artificial do mundo, com área de 4.124 quilômetros quadrados e volume de acumulação de 34,10 bilhões de metros cúbicos; a entrada em operação, em 1988, da Usina Hidrelétrica Luiz Gonzaga, também conhecida como Itaparica, com 1.500 MW de potência instalada; e, por último, já em 1994, a inauguração da Usina Hidrelétrica de Xingó, considerada seu maior empreendimento, atualmente com 3.162 MW de potência instalada, representa a quarta maior usina hidrelétrica do Brasil.



Fonte: www.chesf.gov.br/energia_usinas_xingo.shtml

Figura 2.3 - Usina Hidrelétrica Xingó (AL/SE)

A conclusão desses empreendimentos colocou a Chesf na condição de maior empresa geradora de energia elétrica do país, totalizando 10.618.327 kW de potência total instalada.

Para o atendimento do mercado da Região Sudeste, os principais empreendimentos foram realizados por Furnas, aproveitando o potencial da bacia do Rio Grande. Ainda na década de 60, destacam-se: o pioneirismo da Usina Hidrelétrica de Furnas, a primeira usina construída pela Empresa, da qual herdou o nome. Sua construção começou em julho de 1958, a primeira unidade entrou em

¹³ Já existiam as Usinas Hidrelétricas de Paulo Afonso I e II, com, respectivamente, 180 MW e 445 MW de potência instalada.

operação em setembro de 1963 e a sexta, em julho de 1965. No início da década de 70, foi iniciada sua ampliação para a instalação das sétima e oitava unidades, totalizando 1.216 MW; e, em seguida, coincidindo com o início da operação comercial da Usina de Furnas, foi iniciada, em 1963, a construção da Usina Hidrelétrica de Estreito, atualmente conhecida como Luiz Carlos Barreto de Carvalho, cuja primeira unidade foi colocada em operação em março de 1969, totalizando ao final 1.050 MW de capacidade total instalada, distribuídas em 6 turbinas.

Posteriormente, a partir da década de 70, merecem destaque 3 empreendimentos: ainda na bacia do Rio Grande, a Usina Hidrelétrica Marimbondo, cujas obras foram iniciadas em 1971 e a entrada em operação comercial das 8 unidades aconteceu entre outubro de 1975 e janeiro de 1977, com potência instalada final de 1.440 MW; no Rio Parnaíba, a Usina Hidrelétrica Itumbiara, com seis unidades em operação, totalizando uma capacidade instalada de 2.082 MW. Itumbiara se constitui na maior usina do Sistema Furnas. Sua construção teve início em novembro de 1974 e, em abril de 1980, entrou em operação comercial sua primeira unidade geradora; e a Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, localizada na Bacia do Alto Tocantins, em Goiás, iniciou sua operação em abril de 1998 e, atualmente, possui três unidades geradoras, que totalizam 1.275 MW de potência instalada. O reservatório de Serra da Mesa é o maior do Brasil em volume de água, com 54,4 bilhões de metros cúbicos, com uma área de 1.784 quilômetros quadrados.

A Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, marcou uma nova etapa nos empreendimentos do Setor Elétrico Brasileiro, sobretudo em dois aspectos básicos. O primeiro, no que diz respeito ao processo de automatismo da obra, por ser uma usina subterrânea, possui controle totalmente digitalizado, promovendo uma operação coordenada de geração, aliada a um diversificado sistema de transmissão. O outro aspecto que a diferencia das demais obras do setor é o fato de ela ser o primeiro projeto do setor elétrico brasileiro desenvolvido em parceria com a iniciativa privada.



Fonte: www.furnas.com.br

Figura 2.4 - Usina Hidrelétrica Serra da Mesa (GO)

Mas, é no período compreendido entre meados da década de 80 até o início da década de 90, onde surgem os dois maiores empreendimentos voltados para geração de energia hidrelétrica do Brasil: Itaipu e Tucuruí.

A Usina Hidrelétrica Itaipu, situada no Rio Paraná, na fronteira do município de Foz do Iguaçu - PR, com a *Ciudad del Leste*, do Paraguai, foi construída pelos governos do Brasil e do Paraguai por intermédio da Itaipu Binacional, segundo tratado firmado¹⁴ entre os dois países em abril de 1973.



Fonte: www.itaipu.gov.br

Figura 2.5 - Usina Hidrelétrica Itaipu (Brasil/Paraguai)

As obras foram iniciadas em outubro de 1975, o desvio do Rio Paraná, para construção da barragem e casa de força foi efetuado em outubro de 1978 e, em outubro de 1982, foi iniciado o enchimento do reservatório. A entrada em operação

¹⁴ O Tratado ficou conhecido como o Tratado de Itaipu, instrumento legal para o aproveitamento hidrelétrico do Rio Paraná pelos dois países.

da primeira unidade geradora de Itaipu aconteceu em maio de 1984. A maior usina hidrelétrica do Brasil e do Mundo, até abril de 1991 havia inaugurado 18 unidades geradoras com potência de 700 MW cada, totalizando 12.600 MW¹⁵.

O segundo maior empreendimento voltado para geração de energia hidrelétrica do país foi desenvolvido pela Eletronorte, a Usina Hidrelétrica de Tucuruí, localizada no trecho inferior do Rio Tocantins. Sua construção foi iniciada em 1976, mas a entrada em operação ocorreu apenas em novembro de 1984. Sua capacidade instalada total de 4.200 MW, definida pela primeira etapa do projeto, foi completada no fim do ano de 1992.

A construção da Usina Hidrelétrica Tucuruí foi de extrema relevância para o estabelecimento do intercâmbio com a Região Nordeste e a interligação com os sistemas elétricos do Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Atualmente, cabe ressaltar que ainda existe um projeto de ampliação da potência instalada da usina, e esta segunda etapa da construção prevê que, às 12 turbinas inicialmente instaladas, serão gradativamente acrescidas mais 11 unidades geradoras, que juntas ampliarão a capacidade de geração para 8.370 MW.



Fonte: www.eletronorte.gov.br

Figura 2.6 - Usina Hidrelétrica Tucuruí (PA)

No âmbito das iniciativas das empresas vinculadas, à época, aos governos estaduais destacam-se alguns empreendimentos efetuados pela Cesp, pela Cemig e pela Copel.

¹⁵ Atualmente, após a entrada em operação das unidades 9A e 18A, em setembro de 2006 e março de 2007, respectivamente, a Usina Hidrelétrica de Itaipu possui 20 unidades geradoras de 700 MW cada, isto corresponde a 14.000 MW no total. Para se ter idéia da grandiosidade desses números, em 2006, a produção de Itaipu atendeu 20% de todo o consumo de eletricidade brasileiro e 95% da demanda paraguaia.

De iniciativa da Cesp, merecem destaque a Usina Hidrelétrica Engenheiro Souza Dias, também conhecida como Jupiá, com 1.551,20 MW, e a Usina Hidrelétrica Ilha Solteira, atualmente com 3.444 MW, ambas realizando o aproveitamento do potencial hidráulico do Rio Paraná, entraram em operação em 1969 e 1974, respectivamente. A Usina Hidrelétrica Ilha Solteira é a maior usina da Cesp e do Estado de São Paulo e a terceira maior usina hidrelétrica do Brasil.



Fonte: www.ilhasolteira.com.br

Figura 2.7 - Usina Hidrelétrica Ilha Solteira (SP)

Ainda foi construída pela Cesp¹⁶, no Rio Paranapanema, a Usina Hidrelétrica Senador José Ermírio de Moraes, também conhecida como Água Vermelha, com potência instalada de 1.396,20 MW, iniciou sua operação em agosto de 1978.

A Cemig também em muito contribuiu para o crescimento do parque gerador nacional. De sua propriedade, dentre outros empreendimentos desenvolvidos, merecem destaque, em especial: a Usina Hidrelétrica São Simão, em operação a partir de 1978, com capacidade atual de 1.710 MW, que hoje corresponde a sua maior usina; e a Usina Hidrelétrica Emborcação, também denominada por Teodomiro Sampaio, que entrou em operação em 1982 e com uma potência instalada de 1.192 MW.

A cargo da Copel, destaca-se a maior usina de sua propriedade, a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Neto, também conhecida como Foz de Areia, inaugurada em 1980, com capacidade instalada de 1.676 MW.

¹⁶ Atualmente de propriedade da AES Tiête.

As condições econômicas favoráveis ao crescimento do país, assim como o modelo setorial marcado pela organização do sistema Eletrobrás, com a contribuição do governo federal, e das empresas públicas estaduais, garantiram durante toda a década de 70 a expansão expressiva da geração de energia elétrica no país.

Mas, essa tendência foi revertida na década de 80 devido às mudanças nas regras dos mercados financeiros internacionais e aos obstáculos então existentes para a captação interna de recursos. O “milagre econômico” ocorrido na economia brasileira durante a década de 70 não se repetiu na década seguinte e, enquanto a capacidade instalada de energia elétrica cresceu no período de 1970 a 1979 em média 11,5% ao ano, durante os anos de 1980 a 1986 a situação foi bem diferente, o crescimento médio anual da capacidade instalada ficou próximo a 5,2%, apresentando inclusive no ano de 1984 uma redução de 3,1%.

A crise do petróleo em 1973 levou o governo federal a incentivar a substituição dos combustíveis fósseis pela eletricidade nas indústrias em geral, com o objetivo de diminuir a vulnerabilidade do país a fatores externos. Essa medida acarretou a necessidade de investimentos elevados em expansão, para suprir o crescimento da demanda.

Mas, o decréscimo no crescimento médio anual da capacidade instalada ocorrido na década de 80, em comparação com a década de 70, demonstrava os primeiros indícios de que o Estado não estava mais conseguindo atender satisfatoriamente as necessidades do setor.

É nesse contexto que a década de 90 foi marcada por ampla política de redução da presença estatal na economia e estímulo à competição em atividades, até então, monopolizadas por empresas públicas, como nos segmentos do setor elétrico nacional.

O processo de privatização no Brasil seguiu uma política de afastamento do Estado das atividades econômicas como produtor, justificando a venda de ativos pela necessidade de redução da dívida pública. Especificamente no setor elétrico este processo foi motivado pelo esgotamento da capacidade de financiamento do Estado e pela intenção de estimular o aumento da eficiência com a competição, mediante a reestruturação do setor.

Portanto, a década de 90, foi marcada pela construção de uma complexa estrutura regulatória para sustentar o funcionamento do novo padrão de concorrência no setor. Porém, a transição de um modelo estatal para um de

participação mista, envolvendo empresas estatais e privadas, num setor dessa magnitude e dessas características, gerou naturais incertezas, que adiaram as decisões de investimento até as regras ficarem mais explícitas.

A proposta de reestruturação do setor elétrico previa dentre outras modificações a privatização das concessionárias federais e estaduais de energia elétrica, a separação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, através da desverticalização da cadeia produtiva, que, a partir daquele momento, seriam caracterizados como áreas de negócio independentes, além da realização de licitações para as novas atividades de geração. A reorganização institucional incluiria a reformulação dos órgãos reguladores e a criação de novos organismos responsáveis pelo planejamento da expansão, pela operação dos sistemas interligados e pelo financiamento.

Efetivamente o início dessas mudanças foi regulamentado com as publicações das Leis nº 8.031, de 12 de abril de 1990, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabeleceram os fundamentos de um modelo, assentado na criação de um mercado competitivo de energia elétrica.

A Lei nº 8.031/90¹⁷ instituiu o PND e criou o FND coube ao BNDES, fundo de natureza contábil em que seriam depositadas as ações das empresas a serem privatizadas, e as diretrizes do programa foram traçadas pelo CND, composto por ministros da área econômica e de planejamento.

Anteriormente ao início da desestatização do setor elétrico, algumas importantes alterações ainda foram introduzidas pelas Leis nº 8.987 e nº 9.074, ambas publicadas em 1995, dentre elas destacaram-se: a necessidade de realização de licitação para os novos empreendimentos de geração; a liberdade para os grandes consumidores individuais escolherem seus fornecedores de energia; a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e a criação de um novo agente denominado Produtor Independente de Energia¹⁸.

A inserção de empresas do setor elétrico no PND aconteceu em duas fases. Inicialmente, em junho de 1992, foram incluídas no programa algumas distribuidoras do sistema Eletrobrás¹⁹, então majoritariamente controladas pelos governos

¹⁷ Posteriormente revogada pela Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997.

¹⁸ A Lei nº 9.074/95 considerou como produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebessem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

¹⁹ Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light) e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa).

estaduais. Posteriormente, em maio de 1995, já no governo de Fernando Henrique, através do Decreto nº 1.503, o PND passou a incluir a própria Eletrobrás e suas quatro empresas controladas e geradoras de âmbito regional²⁰.

Após o suporte necessário da legislação pertinente, as privatizações, no tocante ao setor elétrico, foram iniciadas ainda em 1995, com a venda de algumas concessionárias federais que atuavam no segmento de distribuição. O pioneirismo ficou a cargo da Escelsa, que foi vendida em leilão de privatização ocorrido em julho de 1995, a um consórcio formado por alguns bancos e fundos de pensão. Em seguida, foi a vez da Light que, em maio de 1996, foi adquirida por consórcio formado por algumas empresas estrangeiras, BNDES Participações e CSN.

Quanto à reorganização institucional, ainda na década de 90, objetivando a reformulação dos órgãos reguladores, um novo formato do setor de energia elétrica brasileiro foi estabelecido com a criação da ANEEL, pela Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de outubro do ano seguinte. Seu efetivo funcionamento aconteceu a partir do final do ano de 1997, quando da extinção de seu antecessor, o DNAEE. A ANEEL foi constituída sob a forma de autarquia, com a finalidade de assumir as novas atribuições referentes a concessões, licitações e fiscalização dos serviços de eletricidade, que passavam também a ser executados por empresas privadas.

Ainda no âmbito institucional com a edição da Medida Provisória nº 1.531, que deu origem à Lei nº 9.648, de maio de 1998, foram instituídos o Mercado Atacadista de Energia - MAE -, destinado à livre negociação de energia, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, encarregado da coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.

O ONS, entidade de direito privado, sem fins lucrativos, foi criado em 26.08.1998, e teve como uma de suas finalidades principais, tornar o suprimento de energia mais confiável, estando este sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

No segmento da geração, o processo de privatização das concessionárias sob controle federal²¹ foi precedido pela publicação da Lei nº 9.648, de 27 de maio

²⁰ Chesf, Furnas, Eletrosul e Eletronorte.

²¹ A Lei nº 9.648/98 determinou em seu Art. 5º que: "O Poder Executivo promoverá, com vistas à privatização, a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias Centrais Elétricas Sul do Brasil S/A - ELETROSUL, Centrais Elétricas Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE, Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e Furnas Centrais Elétricas S/A..."

de 1998, que determinava a necessidade de reorganização das empresas, por intermédio de cisão, fusão, incorporação, redução do capital e constituição de subsidiárias, conforme o caso, tudo com o intuito de facilitar as vendas, procurando despertar o interesse dos investidores privados.

No entanto, havia um problema: essas empresas vendiam energia para distribuidoras estaduais, muitas das quais não honravam seus compromissos junto às geradoras subsidiárias da Eletrobrás. Isso gerava um entrave à negociação, porque os investidores privados não comprariam empresas geradoras, havendo a possibilidade de as distribuidoras não pagarem pela energia recebida. A solução encontrada pelo governo federal foi privatizar as distribuidoras estaduais, o que envolveu complexas e longas negociações com os governos dos estados. Com a privatização da maioria das distribuidoras, achava-se que as condições necessárias para a alienação das empresas geradoras subsidiárias da Eletrobrás estariam criadas.

É nesse contexto que as concessionárias estaduais, ainda no governo de Fernando Henrique, seguiram o mesmo caminho da reestruturação de suas empresas, atravessando processos de privatização, entre os anos de 1996 a 2000, no todo ou em parte, as seguintes empresas: CEEE²² (RS); Eletropaulo²³, CPFL e Cesp²⁴ (SP); Cemig²⁵ (MG); Cerj (RJ); Coelba (BA); Energipe (SE); Celpe (PE); Saelpa (PB); Cosern (RN); Coelce (CE); Cemar (MA); Celpa (PA); Cemat (MT); Enersul (MS); Cachoeira Dourada (GO); e Borborema (PB).

O intenso processo de privatização fez com que grande parte das empresas que compunham o setor voltasse a pertencer à iniciativa privada. O Quadro 2.1 apresenta um resumo do processo de privatização, acrescentando algumas informações sobre as empresas.

²² Com a cisão efetuada na CEEE foram criadas 6 empresas, dentre elas as Companhias Centro-Oeste e Norte Nordeste de Energia Elétrica, à época estas duas foram privatizadas e mudaram sua razão social para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (AES) e Rio Grande Energia (RGE).

²³ Com a cisão efetuada na Eletropaulo foram criadas 4 empresas, dentre elas à época foram privatizadas a Eletrocidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo Metropolitana) e a Empresa Bandeirante de Energia S.A. (EBE).

²⁴ A Cesp foi inicialmente cindida em janeiro de 1998, quando foi criada a Elektro Eletricidade e Serviços S.A, privatizada no ano seguinte. Também em 1999, o processo de reorganização societária da Cesp criou mais três empresas, e destas duas foram privatizadas, as Companhias de Geração de Energia Elétrica Paranapanema e Tietê (CGEEP e CGEET).

²⁵ Em maio de 1997, 32,96% das ações ordinárias da Cemig foram vendidas a AES *Southren Electric* e ao *Opportunity Fund*. Mas, o Governo de Minas ainda é o principal acionista, detentor de 50,96% das ações ordinárias da Companhia, portanto uma empresa de economia mista, por isso a Cemig não foi incluída no Quadro 2.1.

Quadro 2.1 - Empresas Privatizadas do Setor Elétrico do Brasil (por data de privatização)

Empresa	Data	Estado	Comprador	% da Venda	Ágio (%)*
Escelsa	12/07/95	ES	Iven S.A./GTD Participações S.A.	50,00	11,78
Light	21/05/96	RJ	AES/EDF/Houston/CSN/BNDES P.	51,00	0
Cerj	20/11/96	RJ	Endesa/Enersis/Ed. Port.	70,26	30,27
Coelba	31/07/97	BA	Iberdrola/BrasilCap/Previ/BBDTV	65,64	77,38
Cachoeira Dourada	05/09/97	GO	Endesa/Edegel/Fundos de Invest.	92,90	43,49
AES Sul (CEEE)	21/10/97	RS	AES	90,91	93,56
RGE (CEEE)	21/10/97	RS	CEA/VBC/Previ	90,75	82,70
CPFL	05/11/97	SP	VBC/Previ/Fundação Cesp	57,60	70,10
Enersul	19/11/97	MS	Escelsa	76,56	83,79
Cemat	27/11/97	MT	Grupo Rede e Inepar	85,10	21,09
Energipe	03/12/97	SE	Cataguazes/Uptick	85,73	96,05
Cosern	11/12/97	RN	Coelba/Guaraniana/Uptick	77,92	73,60
Coelce	02/04/98	CE	Enersis Chilectra/Endesa/Cerj	82,69	27,20
Eletropaulo	15/04/98	SP	Light	74,88	0,00
Celpa	09/07/98	PA	QMRA Participações S.A.	54,98	0,00
Elektro (Cesp)	16/07/98	SP/MS	Grupo Rede e Inepar	46,60	98,94
Gerasul (Eletrosul)	15/09/98	RS	Tractebel (Bélgica)	50,01	0
Bandeirante (Eletropaulo)	17/09/98	SP	EDP (Portugal) - CPFL	74,88	0
Cesp Tiête (CGEET)	27/10/99	SP	AES Corporation	-	29,97
Borborema	30/11/99	PB	Cataguazes-Leopoldina	-	-
Celpe	20/02/00	PE	Iberdrola/Previ/BB	79,62	-
Cemar	15/06/00	MA	PP&L	86,25	-
Saelpa	30/11/00	PB	Cataguazes-Leopoldina	-	0

Fonte: adaptada de Kassai, p. 171 (2002).

(*) Ágio: a diferença entre o preço mínimo e o preço de aquisição.

E, no fim de 1997, aconteceu o início do processo de privatização no segmento de geração de energia no país, em âmbito federal, com a cisão da Eletrosul que deu origem à Gerasul a qual foi privatizada em setembro de 1998, adquirida pelo grupo Tractebel, da Bélgica, mantendo-se a empresa original apenas atuante no segmento de transmissão²⁶.

2.4. A HISTÓRIA RECENTE (2000 EM DIANTE): CRISE, NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL E RETIRADA DO PND

O ambiente de incertezas, criado devido às constantes modificações na legislação que regulamentava o setor de energia elétrica nacional, ocasionou certo temor dos investidores e, em consequência disso, os recursos destinados a novos

²⁶ Posteriormente, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, determinou em seu art. 31 § 2º que: "Fica a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A – ELETROSUL autorizada a prestar os serviços públicos de geração e de transmissão de energia elétrica, mediante concessão ou autorização, na forma da lei, podendo adaptar seus estatutos e sua razão social a essas atividades (grifo nosso)".

empreendimentos no setor foram insuficientes frente à demanda advinda da sociedade, no início do século XXI.

A insegurança dos investidores privados e a queda dos investimentos estatais no setor colaboraram para que em 2001, o país enfrentasse, em todos os setores da sociedade, uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Foi estabelecido, a partir de então, o racionamento de energia, pelo Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, através da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil. Esse Programa de Racionamento foi suspenso em março de 2002, em razão do aumento da oferta, graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios, e da redução moderada da demanda por energia. A crise ocorrida gerou uma série de discussões a respeito da reformulação e da necessidade premente de investimentos no setor e diversificação da matriz energética nacional.

Após a crise energética algumas atitudes foram tomadas visando facilitar o acesso dos investidores privados ao setor elétrico nacional. Em dezembro de 2003, foi emitida a Medida Provisória nº 144, que tratava sobre a comercialização de energia, e a Medida Provisória nº 145, que dispunha sobre a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Apesar de existirem algumas contestações, perante o Supremo Tribunal Federal, a respeito da constitucionalidade das leis, foram publicadas, em 15 de março de 2004, as Leis nº 10.848 e nº 10.847.

Essas leis foram os pilares da reestruturação do novo modelo do setor elétrico, e tiveram como princípios norteadores: garantir a segurança do suprimento de energia, promover a modicidade tarifária e a universalização dos serviços, além de assegurar a estabilidade regulatória para os agentes participantes. Dentre suas contribuições destacam-se:

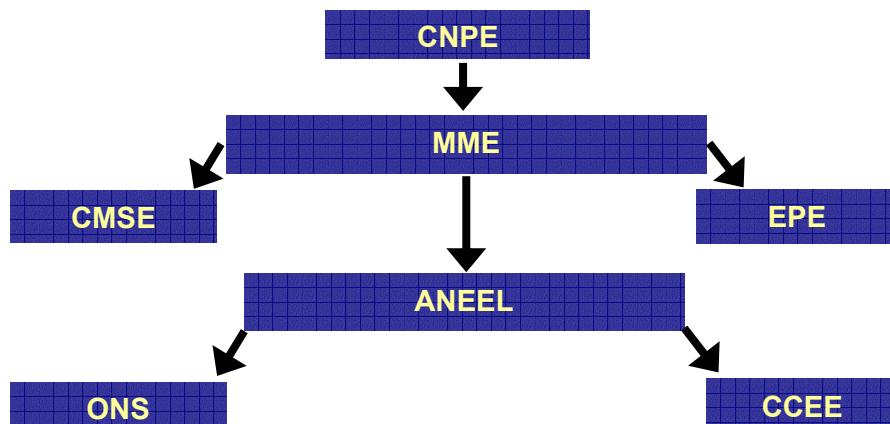
- a criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, entendido como um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, em que o mercado é especificamente destinado aos demais agentes do setor elétrico - por exemplo, produtores independentes, consumidores livres e agentes comercializadores -, que permitirá certo grau

de concorrência para o segmento de geração, em relação ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR;

- a criação de agentes voltados para o planejamento e monitoramento setorial, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ambos vinculados ao MME;
- a extinção do MAE e criação da Câmara de Comercialização de Energia - CCEE, com funções mais abrangentes;
- a redefinição dos papéis do MME, que passa a ser o executor da política energética emanada do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e da ANEEL, que passa a ter a função exclusiva de regulação e fiscalização; e
- a criação da energia velha e da energia de novos empreendimentos, também chamada de energia nova, criando formas distintas de comercialização dessas energias.

As instituições responsáveis pela elaboração do novo modelo, implantado pelas Leis nº 10.848 e nº 10.847, tiveram como premissas: minimizar os riscos com o novo modelo, através da participação pública e privada, com planejamento e mercado; respeitar os contratos existentes; preservar as instituições que estejam bem estabelecidas, aperfeiçoando sua governança; planejar a expansão da oferta de energia e a gestão integrada dos recursos de produção, de acordo com a vocação do setor e segurança de suprimento; e diversificar a matriz de energia elétrica, considerando o caráter complementar das demais fontes.

Após a reforma institucional, o novo modelo do setor elétrico nacional apresentou o formato demonstrado na Figura 2.8.



Fonte: elaboração própria (2007).

Figura 2.8 - Instituições do Setor Elétrico Brasileiro (Novo Modelo)

Ainda quando da realização da reestruturação setorial, em respeito às premissas estabelecidas quando da idealização do novo modelo, o governo Lula determinou, através da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a exclusão da Eletrobrás e suas controladas do PND, estabelecendo no § 1º do art. 31 que:

“Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE”.

A mesma lei que promoveu a retirada da Eletrobrás e suas controladas do PND, também permitiu que a Eletrosul tornasse a atuar no segmento de geração de energia elétrica, já que, quando da cisão da Eletrosul e da privatização da recém criada Gerasul, ocorridas em 1997 e 1998, a empresa remanescente da Eletrosul permaneceu apenas atuante no segmento de transmissão.

Todas essas mudanças implementadas e os acontecimentos ocorridos no início do século XX influenciaram direta ou indiretamente na disposição da matriz energética nacional. O capítulo seguinte demonstrará, em linhas gerais, como atualmente se encontra distribuído o segmento de geração de energia no Brasil, dentre seus agentes produtores, bem como a parcela de mercado pertencente a cada fonte primária de geração de energia, através da evolução da capacidade instalada nacional, finalizando com uma visão geral da geração de energia hidrelétrica no Brasil.

3. DISPOSIÇÃO DO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL: HORIZONTE RECENTE E ATUAL

3.1. HORIZONTE RECENTE DA GERAÇÃO DE ENERGIA NACIONAL

A geração de energia elétrica no Brasil teve como principal característica, desde o início do século passado, após a euforia termelétrica do pioneirismo, sua predisposição natural em desenvolver empreendimentos destinados à produção de energia hidrelétrica, esta também é conhecida como energia limpa, renovável, ou seja, aquela que não utiliza combustíveis para sua geração.

Mas, a crise energética de 2001 demonstrou que, apesar de ainda existir espaço para o crescimento da potência instalada de energia hidrelétrica no Brasil, o que mais preocupa quanto à confiabilidade do fornecimento de energia é a dependência exacerbada da energia oriunda de unidades hidrelétricas.

Com a crise energética, ficou evidente que o crescimento econômico do país é influenciado pela sua capacidade de geração de energia e atendimento às necessidades da demanda interna, pois, naquele ano, o PIB foi afetado, dentre outros fatores, pelo racionamento de energia e cresceu apenas 1,3%, enquanto que no ano anterior (2000) havia crescido 4,3%.

O governo federal, na tentativa de minimizar o efeito da dependência da energia hidrelétrica, incentivou a realização de estudos voltados ao setor, em busca de uma maior eficiência na produção. O racionamento estabelecido pelo Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, através da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, gerou, a partir de então, uma série de discussões a respeito da reformulação e da necessidade premente de diversificação da matriz energética nacional.

Entende-se por matriz energética, como sendo as diversas fontes geradoras de energia que compõem e participam do fornecimento em uma região. Conforme demonstrado no Quadro 3.1, a matriz brasileira apresentava, em dezembro de 2005, uma elevada concentração na geração de energia proveniente de centrais hidrelétricas, restando uma pequena parcela do mercado para o desenvolvimento das demais fontes. Especialistas do setor afirmam que esta centralização na geração foi um dos principais motivos que levou ao racionamento ocorrido em meados de 2001.

De acordo com o Quadro 3.1, a capacidade instalada do Brasil em 31/12/2005, considerando todo o parque gerador existente, as interligações internacionais já em operação e, também, a parcela de Itaipu importada do Paraguai, era de 100.516 MW. Neste quadro, fica evidente a elevada dependência da energia hidrelétrica que compreendia à época cerca de 78%²⁷ do parque gerador existente no Brasil, enquanto que a energia proveniente de outras fontes representava 20% oriunda de fontes termelétricas e 2% de capacidade instalada de fonte nuclear.

Quadro 3.1 - Parque Gerador Existente no Brasil em Dezembro/2005

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica	69.631
Termelétrica	19.770
Nuclear	2.007
PCH	1.330
Subtotal	92.738
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	100.516

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015, elaborado pela EPE. Valores fiscalizados pela ANEEL, considerando as potências a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Mas, os valores apresentados no Quadro 3.1 se referem à capacidade instalada de todo o parque gerador existente no Brasil. Observa-se que os valores para o Sistema Interligado Nacional - SIN²⁸ são inferiores e, considerando a capacidade instalada total, correspondiam em 2005 a aproximadamente 93%²⁹, conforme mostrado no Quadro 3.2.

O SIN, atualmente, é dividido em quatro subsistemas elétricos, devido à distribuição geográfica dos grandes centros de carga: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. No Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015, elaborado pela EPE, há a previsão de interligação de dois sistemas isolados: Acre-Rondônia, passando a compor o subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de janeiro de 2008, e Manaus-Macapá a partir de janeiro de 2012. Essas medidas

²⁷ Soma das capacidades instaladas das hidrelétricas, PCH, interligação com a Argentina e parcela de Itaipu da ANDE.

²⁸ O SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, controlado pelo ONS, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

²⁹ Em setembro de 2007 já correspondia a 96,6% da capacidade instalada total do país, conforme dados do ONS.

demonstram que em um horizonte muito curto a tendência é que o parque gerador nacional esteja totalmente interligado.

Quadro 3.2 - Parque Gerador Existente no SIN em Dezembro/2005 no Brasil

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica (a)	68.637
Termelétrica (b)	12.407
Nuclear	2.007
Outras Fontes (c)	2.899
Subtotal	85.950
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	93.728

(a) Considera inclusive as UHEs existentes nos sistemas isolados (Acre-Rondônia e Manaus) e contém apenas a parcela brasileira da UHE Itaipu.

(b) Considera inclusive o parque térmico instalado nos sistemas isolados Acre-Rondônia, Amapá e Manaus.

(c) Somatório de pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas que são consideradas como abatimento de carga para efeito da simulação. Foi considerado um fator de capacidade igual a 0,6 para obtenção do montante de potência.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015, elaborado pela EPE.

Pelos problemas enfrentados no suprimento de energia no país nos últimos anos, medidas para diversificação da matriz energética nacional foram implantadas. Dentre essas medidas, foram incentivadas ações que desenvolvessem a capacidade de geração de energia proveniente de fontes renováveis. Com o advento da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, foi instituído, dentre outros, o PROINFA, o qual foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, cujo principal objetivo era diversificar a matriz energética brasileira, aumentando a participação de outras fontes de energia no SIN, com a precípua finalidade de reduzir a dependência da energia gerada por usinas hidrelétricas.

Sabe-se que a energia oriunda de fontes hidrelétricas exige um elevado investimento inicial, quando comparado a outras fontes de energia de mesma capacidade instalada. O aproveitamento das bacias hidrográficas brasileiras ainda tem muito espaço para se expandir, conforme observado na Tabela 3.1. No entanto, em médio prazo, a tendência é que nossas bacias não possuam mais capacidade de atender satisfatoriamente à demanda de energia.

Adaptando os dados disponibilizados pelo SIPOT³⁰, na Tabela 3.1, observa-se que o somatório das potências dos empreendimentos em estágio de construção, inventário, projeto básico e viabilidade representa uma capacidade adicional de potência instalada de 118.081 MW, ou seja, uma possibilidade de acréscimo à capacidade instalada nacional de energia hidrelétrica, em médio prazo, de aproximadamente 160%, considerando os dados obtidos em julho de 2005.

Tabela 3.1 – Estágios da Matriz Hidrelétrica Nacional (julho/2005)

Estágios	Potência (em MW)	Empreendimentos
Operação	74.005	340
Construção	8.790	48
Inventário	62.012	1394
Projeto Básico	8.817	255
Viabilidade	38.462	69

Fonte: adaptada de www.eletrobras.com.br. SIPOT (julho/2005).

Cabe ressaltar que esse potencial é teórico e inclui apenas o resultado de estudos inicialmente realizados de forma superficial para a determinação do potencial de algumas bacias hidrográficas. O desenvolvimento dos estudos hidrelétricos, isto é, o aprofundamento dos estudos em estágios de inventário, viabilidade e projeto básico permite identificar as restrições econômicas, ambientais e técnicas existentes, onde muitas vezes é verificado que o potencial inicialmente estimado é reduzido, quando da efetiva entrada em operação comercial da primeira unidade geradora.

3.1.1. EVOLUÇÃO RECENTE DA CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA ELÉTRICA NO PAÍS

O Quadro 3.3 mostra a evolução da potência instalada no Brasil em comparação com o crescimento do PIB no período de 1999 a 2005. Destaca-se o crescimento ocorrido na potência instalada nos anos de 2002 e 2004, em que a alta do primeiro ano foi ocasionada, principalmente, pelos investimentos efetuados no

³⁰ O Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT foi desenvolvido pela Eletrobrás, com o objetivo de armazenar e processar informações sobre estudos e projetos de usinas hidrelétricas. Um dos produtos gerados pelo SIPOT é o valor que corresponde ao potencial hidrelétrico brasileiro.

segmento de geração após a crise energética de 2001, já no segundo ano, a principal causa foi a reestruturação do novo modelo desenvolvido para o setor elétrico nacional, que trouxe consigo maior confiança e interesse por parte dos investidores privados, após a regulamentação do setor.

Quadro 3.3 – Evolução da Potência Instalada de Energia x Crescimento Real do PIB no Brasil

Ano	Potência (MW)*	Crescimento da Potência Instalada (%)	Crescimento Real do PIB (%)
1999	67.946,4	-----	-----
2000	72.299,0	6,4	4,3
2001	74.876,7	3,6	1,3
2002	80.314,9	7,3	2,7
2003	83.807,1	4,3	1,1
2004	90.678,5	8,2	5,7
2005	92.865,5	2,4	2,9

Fonte: ANEEL, disponível em www.aneel.gov.br; e IBGE, Contas Nacionais, p.48.

(*) Valores sem considerar a parcela de energia importada.

O tópico seguinte deste capítulo demonstra alguns dados, organizados através de quadros, gráficos e figura, sobre o horizonte atual do segmento de geração de energia do Brasil.

3.2. HORIZONTE ATUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA NACIONAL

3.2.1. DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA PELOS ESTADOS BRASILEIROS

Analizando o Quadro 3.4 é possível enxergar como está distribuída a capacidade instalada de energia pelos Estados brasileiros. Neste quadro, observa-se a elevada concentração de unidades geradoras de energia nos Estados da Região Sudeste que abrangem cerca de 50%³¹ da capacidade instalada de todo o país, considerando dados de setembro de 2007. Em contrapartida, destaca-se a pouca aproveitabilidade do potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica do Rio Amazonas e seus afluentes, pois a Região Norte, atualmente, é a Região que

³¹ Obtido pela seguinte relação: $66.300.678,65 / 133.315.876 = 49,73\%$ (soma da capacidade instalada de cada Estado da Região dividida pela capacidade instalada total do país, para usinas de divisa computadas em ambos os Estados).

menos contribui para o suprimento da energia nacional, com aproximadamente 10%³² da capacidade total.

Quadro 3.4 – Distribuição da Capacidade Instalada de Energia do Brasil entre os Estados

UF	Capacidade Instalada ³³ (kW)	Participação ³⁴ (%)
SP	21.577.833,30	21,6
MG	18.199.531,95	18,2
PR	17.459.450,00	17,5
BA	8.908.655,90	8,91
PA	8.653.341,20	8,66
GO	8.606.664,40	8,61
RJ	7.672.987,40	7,67
AL	7.641.836,50	7,64
MS	7.358.527,00	7,36
RS	6.638.114,60	6,64
SC	5.506.393,60	5,51
SE	3.175.604,40	3,18
PE	2.388.832,70	2,39
MT	1.921.999,42	1,92
AM	1.904.359,60	1,90
TO	1.452.864,00	1,45
ES	1.390.876,00	1,39
RO	896.131,48	0,90
CE	708.420,00	0,71
PI	290.010,00	0,29
AP	273.956,00	0,27
MA	247.612,00	0,25
AC	141.760,50	0,14
RR	118.102,40	0,12
RN	88.956,00	0,09
PB	50.936,00	0,05
DF	42.120,00	0,04

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

Dentre os Estados brasileiros destacam-se, atualmente, como maiores detentores de potencial energético os Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Na contramão destes, estão os Estados da Paraíba, Rio Grande do Norte, Roraima e Acre, que juntos contribuem com menos de 0,5% da potência instalada

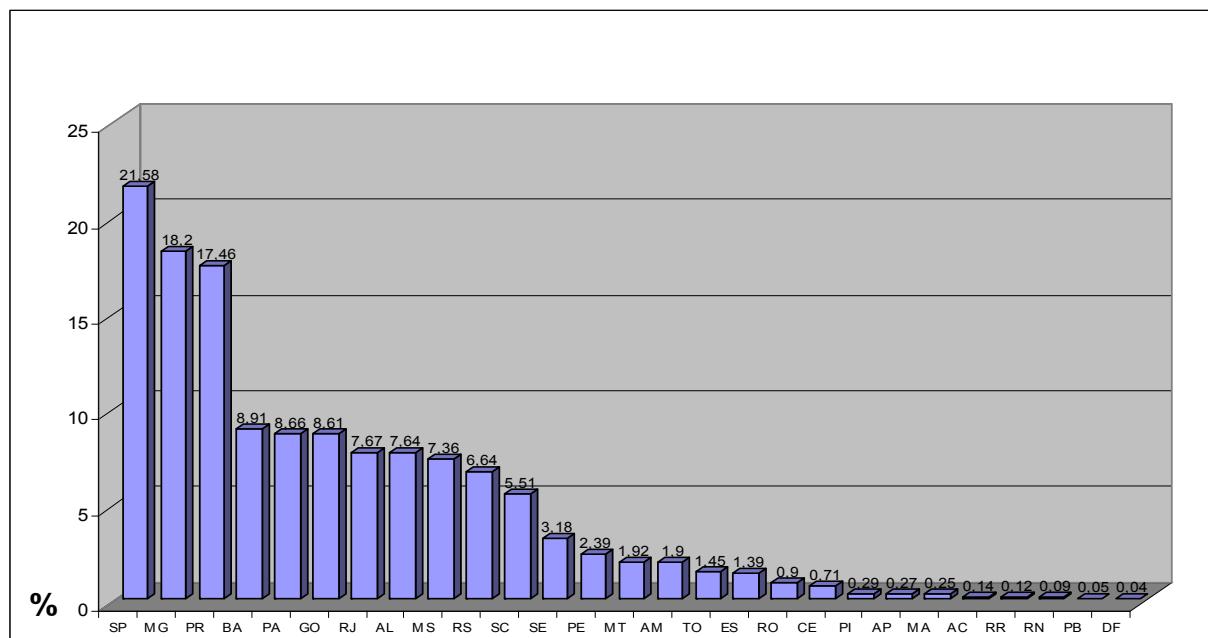
³² Obtido pela seguinte relação: 13.440.515,18/133.315.876 = 10,08% (soma da capacidade instalada de cada Estado da Região dividida pela capacidade instalada total do país, para usinas de divisa computadas em ambos os Estados).

³³ Usinas de divisa computadas em ambos os Estados.

³⁴ Para cálculo do percentual de cada Estado foi utilizada a capacidade instalada do país de 99.978.668,35 kW, onde as usinas localizadas em divisa foram consideradas em um único estado.

de energia nacional. Para melhor visualização, a representação da participação de cada Estado, ante a capacidade instalada total de energia no país, está demonstrada no Gráfico 3.1.

Gráfico 3.1 – Participação dos Estados na Capacidade Instalada de Energia do Brasil



Fonte: elaboração própria (2007).

3.2.2. PARTICIPAÇÃO DE CADA AGENTE NO MERCADO DE ENERGIA

Segundo dados constantes do Banco de Informações de Geração da ANEEL, em 17.09.2007, o Brasil possuía 1.334 agentes atuantes no segmento de geração de energia. Os agentes podem ser diferenciados pelo destino que encaminham sua produção em: Serviço Público – SP; Autoprodução de Energia – APE; Produção Independente de Energia – PIE; Comercialização de Energia – COM; e Autoprodução com Comercialização de Excedente – APE-COM. O Quadro 3.5 e o Gráfico 3.2 mostram a distribuição dos agentes da geração entre os destinos da energia produzida, em âmbito nacional.

Analisando os dados, verifica-se que o número de agentes atuantes com destinação de sua produção ao Serviço Público corresponde a 7,2% do número de agentes pertencentes ao segmento de geração nacional, sendo, consideravelmente, bem inferior ao número de agentes com Produção Independente de Energia e com Autoprodução de Energia, que respondem, respectivamente, por 44,6% e 42,7% do

número de agentes total do segmento de geração. Porém, mesmo com um número reduzido, em comparação às demais destinações da produção, os agentes que destinam sua produção de energia ao Serviço Público são bem representativos e contribuem com a maioria da capacidade instalada de energia no país.

Quadro 3.5 – Distribuição dos Agentes de Geração do Brasil entre os Destinos da Energia Produzida

Destino da Energia*	Quantidade de Agentes
Serviço Público – SP	96
Autoprodução de Energia – APE	570
Produção Independente de Energia – PIE	595
Comercialização de Energia – COM	77
Autoprodução com Comercialização de Excedente – APE-COM	75

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

(*) Um agente pode atuar em vários destinos.

Gráfico 3.2 – Distribuição dos Agentes de Geração do Brasil entre os Destinos da Energia Produzida



Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

Para se ter uma idéia da relevância dos agentes que destinam sua produção de energia ao Serviço Público, basta analisar o Quadro 3.6, onde é possível enxergar que os 5 maiores agentes em capacidade instalada de energia no país produzem quase que exclusivamente para o Serviço Público³⁵, e juntos, em 17.09.2007, possuíam, aproximadamente, 44% da capacidade instalada nacional. Além disto, 8 dentre os 10 maiores agentes, destinam pelo menos parte de sua produção para o Serviço Público, representando mais de 60% da capacidade instalada no país.

³⁵ A exceção é a empresa de Furnas que possui 70% de participação na Usina de Manso em parceria com a Produtores Energéticos de Manso S/A, que detém os 30% restantes.

Quadro 3.6 – Os 10 Maiores Agentes em Capacidade Instalada de Energia no País (Usinas em Operação)

Nº	Agentes do Setor	Destinação da Energia	Potência Instalada (kW)
1º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	SP	10.615.131,00
2º	Furnas Centrais Elétricas S/A - Furnas	SP/PIE	9.656.000,00
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte	SP	9.256.991,10
4º	Companhia Energética de São Paulo - Cesp	SP	7.455.300,00
5º	Itaipu Binacional - Itaipu	SP	7.000.000,00
6º	CEMIG Geração e Transmissão S/A - CEMIG-GT	SP/PIE/APE/APE-COM	6.782.574,00
7º	Tractebel Energia S/A - Tractebel	PIE/APE-COM/SP	6.515.350,00
8º	Copel Geração S/A - Copel - Geração	SP	4.545.154,00
9º	AES Tietê S/A - AES Tietê	PIE	2.651.350,00
10º	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	APE/PIE	2.299.400,00
Total da Capacidade Instalada de Energia dos 10 Maiores Agentes			66.777.250,1

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

3.2.3. VISÃO GERAL DOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO

Em operação, também com base nos dados constantes do Banco de Informações de Geração da ANEEL, em 17.09.2007, o Brasil possuía 1.656 empreendimentos, pertencentes aos diversos tipos de geração de energia, que juntos totalizavam 99.978.668 kW de potência instalada. O Quadro 3.7 e o Gráfico 3.3 demonstram como a matriz energética nacional estava distribuída à época.

Quadro 3.7 – Distribuição da Matriz Energética Nacional por Tipo de Geração

Tipo ³⁶	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW) ³⁷	%
CGH	213	111.390	0,11
EOL	15	236.850	0,24
PCH	286	1.729.549	1,73
SOL	1	20	0,00
UHE	158	74.920.411	74,94
UTE	981	20.973.448	20,98
UTN	2	2.007.000	2,01
Total	1.656	99.978.668	100,00

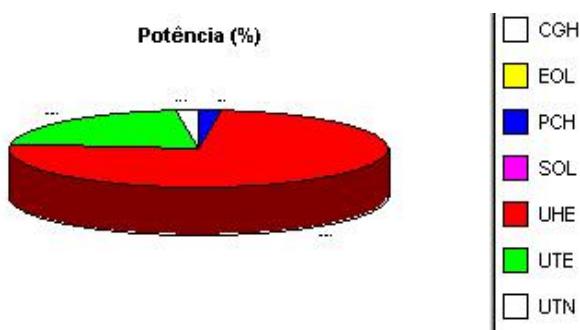
Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

³⁶ CGH: Central Geradora Hidrelétrica; EOL: Central Geradora Eolielétrica; PCH: Pequena Central Hidrelétrica; SOL: Central Geradora Solar Fotovoltaica; UHE: Usina Hidrelétrica de Energia; UTE: Usina Termelétrica de Energia; e UTN: Usina Termonuclear.

³⁷ A Potência Fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Analizando os dados apresentados no Quadro 3.7, acerca da distribuição da matriz energética nacional, observa-se que apesar dos esforços do governo em reduzir a dependência da energia proveniente de unidades geradoras hidrelétricas, principalmente após a crise energética de 2001, a participação deste tipo de geração na produção de energia no país ainda é bastante elevada, correspondendo a aproximadamente 77%³⁸ da potência total fiscalizada em todo o Brasil.

Gráfico 3.3 – Distribuição da Matriz Energética Nacional por Tipo de Geração



Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

Uma prova da tentativa do governo em diversificar a matriz energética brasileira pode ser obtida mediante a análise do Quadro 3.8 e do Gráfico 3.4, os quais demonstram para que tipos de geração foram destinados os 502 empreendimentos outorgados entre os anos de 1998 e 2005.

Quadro 3.8 – Destinação dos Empreendimentos Outorgados³⁹ (1998-2005)

Tipo	Quantidade	% de Empreendimentos	Potência Outorgada (kW)	% de Potência Outorgada
CGH	69	13,74	48.325	0,23
EOL	106	21,12	4.633.643	21,59
PCH	180	35,86	2.700.511	12,58
UHE	21	4,18	3.837.900	17,88
UTE	126	25,10	10.244.454	47,73
Total	502	100,00	21.464.833	100,00

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

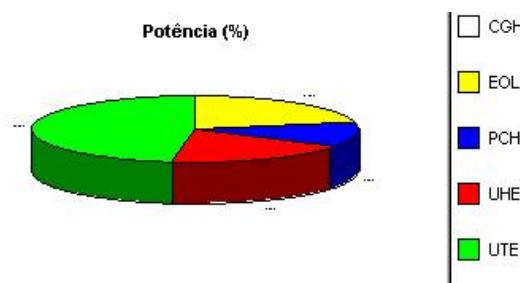
Neste quadro, também se observa que o percentual de empreendimentos outorgados, utilizando como fonte primária de geração a energia hidrelétrica, reduziu-se comparado a participação na produção de energia atual. Dos 502

³⁸ Obtido através da soma das participações de CGH, PGH e UHE = 76,78%.

³⁹ Não iniciaram sua construção.

empreendimentos outorgados no período, 270 foram destinados para aproveitamentos hidrelétricos, representando aproximadamente 54%⁴⁰ do total de empreendimentos. Mas, a participação correspondente destes empreendimentos no total de potência outorgada foi ainda menor, aproximadamente 31%⁴¹, denotando a verdadeira intenção do governo em diversificar a matriz energética nacional.

Gráfico 3.4 – Destinação dos Empreendimentos Outorgados (1998-2005)



Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.

3.2.4. A GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA NO BRASIL - NÚMEROS

As atividades de geração de energia hidrelétrica, conforme já comentado, atualmente, concentram 77% da capacidade instalada nacional, aproveitando a tendência oferecida pelos recursos naturais favoráveis à exploração deste tipo de energia. O aproveitamento do potencial hidrelétrico dos principais rios brasileiros e seus afluentes pode ser distribuído em 8 grandes bacias hidrográficas, conforme demonstrado pela Figura 3.1. Dentre elas, merece destaque, a bacia do Paraná, que concentra grande parte do potencial advindo das Usinas Hidrelétricas nacionais.



Fonte: Diagrama Esquemático do ONS das Usinas Hidrelétricas do SIN (2006). Disponível em www.ons.gov.br, acessado em 17.03.2006.

Figura 3.1 – Bacias Hidrográficas Brasileiras

⁴⁰ Soma do número de empreendimentos em CGH, PCH e UHE.

⁴¹ Soma da potência outorgada para CGH, PCH e UHE.

O Quadro 3.9 demonstra a distribuição dos empreendimentos por estágio dentre as 8 bacias hidrográficas acima citadas. Neste quadro é possível enxergar a importância que a Bacia do Paraná tem na geração de energia do país, pois, com dados de julho de 2005, cerca de 58% do total em operação do potencial hidrelétrico brasileiro tinha como origem os rios desta Bacia. Talvez por isso, a Bacia do Paraná seja a que apresenta o maior índice de operação com relação ao total por Bacia, aproximadamente 72%, denotando fortes indícios de saturamento, com pouco espaço para evoluir, no horizonte de médio prazo.

Em contrapartida, destaca-se o baixo aproveitamento hidrelétrico do potencial da Bacia do Amazonas, a qual possuía em operação, em julho de 2005, apenas 1,71% do potencial total da Bacia, correspondendo ao menor percentual aproveitado em operação dentre todas as bacias nacionais.

Quadro 3.9 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia Hidrográfica (MW)

Bacia Hidrográfica	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total por Bacia
Amazonas	12.961	25.356	1.804	69	699	40.889
Tocantins	4.379	8.321	276	3.106	8.494	24.576
Atlântico Leste	973	619	28	0	301	1.921
São Francisco	7.424	6.782	124	0	10.395	24.725
Atlântico Sudeste	5.994	1.398	1.521	930	2.959	12.802
Paraná	6.835	3.486	2.922	1.835	39.467	54.545
Uruguai	3.548	3.473	1.065	1.599	2.981	12.666
Atlântico Sul	1.614	2.218	664	387	2.604	7.487
Total por Estágio	43.728	51.653	8.404	7.926	67.900	179.611

Fonte: adaptada de SIPOT (julho/2005). Disponível em www.eletrobras.com.br, acessado em 08.01.2007.

O Quadro 3.9 mostra que o potencial hidrelétrico ainda pode contribuir significativamente para o crescimento da produção de energia nacional. Em julho de 2005 o Brasil possuía em operação 67.900 MW de potência instalada, vislumbrando, em médio prazo, atingir 179.611 MW, isto representaria uma adição de 111.711 MW, correspondendo a um acréscimo de 165% ao potencial hidrelétrico brasileiro.

Para que isso ocorra são necessários novos investimentos no segmento de geração, principalmente em regiões que permitam a implantação de empreendimentos vultosos, tais como as Usinas Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, a serem leiloadas no final de 2007 e início de 2008, respectivamente, ambas

situadas no complexo do Rio Madeira, Estado de Rondônia, com 3.150 MW e 3.450 MW de potência total instalada.

Mas, as exigências dos órgãos ambientais para construção de novos empreendimentos estão cada vez mais rígidas, além da atual carência de recursos governamentais destinados para investimentos no setor. Como saída para esses entraves da ampliação do parque gerador nacional, a eficiência das unidades geradoras torna-se uma boa solução na busca por segurança e confiabilidade no suprimento de energia, sem que para essa ampliação haja necessariamente o aporte de novos recursos.

É nesse ambiente da busca pela máxima eficiência das Usinas Hidrelétricas nacionais que o próximo capítulo se insere. O capítulo 4 apresenta a teoria concernente à metodologia da Análise Envoltória de Dados – DEA que será utilizada no estudo para aferição da eficiência das unidades geradoras pertencentes à amostra selecionada, além da revisão da literatura pertinente.

4. METODOLOGIA DATA ENVELOPMENT ANALYSIS – DEA

Serão utilizados alguns insumos e produtos, no presente estudo, para se comparar e identificar quais unidades analisadas são eficientes. À medida que o número de variáveis utilizadas no modelo aumenta maior será a dificuldade em enxergar quais aquelas unidades que se destacam. Sendo assim, é necessário utilizarmos métodos de aferição de eficiência que identifiquem as unidades que servirão de referência para as unidades consideradas ineficientes. O método escolhido para análise foi o *Data Envelopment Analysis* – DEA, também conhecido como análise por envoltória de dados.

Sinteticamente, a metodologia de análise de eficiência DEA, representa um dos métodos mais conhecidos e utilizados na literatura mundial que através de programação linear permite identificar a(s) *Decision Making Units* (DMUs) – unidades tomadoras de decisão – que fazem parte da fronteira eficiente, e as ineficiências relativas das demais unidades, com base nos insumos e produtos utilizados para aferição.

Neste capítulo é feita uma introdução sobre a metodologia DEA utilizada para análise de eficiência de um conjunto de DMUs. Nos tópicos são introduzidos alguns conceitos importantes para o entendimento da metodologia adotada.

Primeiramente, serão apresentadas as definições de escassez e eficiência, que, conforme veremos, foram conceitos precursores ao surgimento da metodologia DEA. Em seguida, será realizada uma breve explanação relativa aos aspectos gerais que fundamentam a metodologia, demonstrando algumas definições, suas características e propriedades que especificam o modelo. Depois, serão sugeridas algumas etapas para aplicação da metodologia DEA. Serão apresentadas, também, as teorias que norteiam os modelos CCR (CRS) e BCC (VRS), respectivamente, retornos constantes e variáveis de escala, os quais serão utilizados para análise. E, ainda, serão demonstrados estudos anteriores relacionados à metodologia DEA.

4.1. O PROBLEMA DA ESCASSEZ E A MINIMIZAÇÃO PELA EFICIÊNCIA

De acordo com Wonnacott e Wonnacott (1982), a escassez representa o problema fundamental da economia. Não podemos ter tudo o que desejamos, temos que escolher, e existem dois motivos fundamentais para isso: nossos desejos

materiais são virtualmente insaciáveis e ilimitados e os recursos econômicos são limitados ou escassos. Portanto, é necessário aprender a fazer escolhas.

De acordo com Tamayo e Licht (2003), eficiência é produzir o quanto for possível com os recursos disponíveis, fazendo uso da menor quantidade de insumos para alcançar um determinado nível de produtos, ou seja, combinar estas alternativas de modo que se obtenham os melhores resultados desta relação.

A eficiência relativa se baseia na comparação de unidades equivalentes, ou seja, que possuam características semelhantes, e, portanto, supõe-se que possuam um funcionamento similar entre elas.

Segundo Moita (1995), comparar a eficiência de unidades organizacionais pode ajudar a avaliar suas *performances* em relação a outras unidades. Se uma organização é eficiente, ela utiliza seus recursos (*inputs*) para alcançar a máxima produção (*output*). A eficiência de cada unidade é determinada comparando o *output* observado aos máximos *outputs* possíveis, dados os *inputs*. A eficiência produtiva é a relação entre *output* e *input*, e o objetivo geral é alcançar o maior possível *output* dado os *inputs* disponíveis.

Moita (1995) definiu eficiência técnica relativa como sendo a relação entre *outputs* físicos e *inputs* físicos, e eficiência econômica como uma medida de eficiência que trata da relação entre o valor dos *outputs* e o valor dos *inputs*. Porém, deve-se ter cuidado para não confundir a eficiência técnica com a eficiência econômica. Fundamentalmente, a eficiência técnica está preocupada com o aspecto físico da produção, enquanto a eficiência econômica é uma extensão da eficiência técnica, que se preocupa com o aspecto monetário. Este trabalho está preocupado com a eficiência técnica, ou seja, obter o máximo *output* físico dado que os *inputs* físicos sejam conhecidos, ou vice-versa.

De acordo com Cooper *et al.* (2004), já em 1957, Farrell sugeria que para determinar uma medida de eficiência de uma organização seria melhor compará-la com o melhor nível de eficiência até então observado, desconsiderando a comparação com algum ideal inatingível, definindo a eficiência técnica como sendo uma medida de produtividade, representada pela razão:

$$\text{Eficiência Técnica} = \frac{\text{Produto}}{\text{Insumo}}$$

Bruneta (2004) afirma que, teoricamente, o índice obtido serviria como uma forma de se medir a eficiência técnica. No entanto, tendo em vista que os processos organizacionais são mais complexos, por existirem vários insumos e produtos envolvidos, na maioria das vezes, esta medida é considerada inadequada. Surgiu assim a necessidade de uma medida de eficiência que abrangesse uma maior quantidade de variáveis:

$$\text{Eficiência Técnica} = \frac{\text{Soma Ponderada dos Produtos}}{\text{Soma Ponderada dos Insumos}} = \frac{\sum_r u_r v_r}{\sum_i v_i x_i}$$

Nesta relação, “u” e “v” correspondem aos pesos das variáveis envolvidas “y” e “x”, respectivamente, produtos e insumos.

Mas, essa razão trouxe consigo uma nova dificuldade, como definir os pesos para as variáveis de produtos e insumos envolvidas? Se houvesse acordo entre os produtores essa questão estaria solucionada, no entanto, sabe-se que os produtores têm interpretações e visões diferentes, gerando dificuldades na atribuição dos pesos para as variáveis.

Em função dessas dificuldades foi que Charnes, Cooper e Rhodes (1978), através da análise de eficiência proposta por Farrell – particularizada para um único *input* e um único *output* –, iniciaram o estudo da abordagem não-paramétrica para análise de eficiência com múltiplos *inputs* e múltiplos *outputs*, denominada de *Data Envelopment Analysis* (DEA).

Segundo Kassai (2002), existem duas formas de abordagens tradicionais para a determinação da eficiência de uma organização: as técnicas estatísticas baseadas em distribuições conhecidas, chamadas de técnicas paramétricas, pois supõem que os dados obedecem a determinados parâmetros, onde os testes paramétricos formam a base da inferência estatística e têm grande relevância na amostragem; e as técnicas estatísticas não-paramétricas, que não pressupõem que os dados obe-deçam à determinada distribuição, mas buscam determiná-la com base no estudo dos dados.

A metodologia DEA, utilizada neste estudo, é uma técnica não-paramétrica. Dessa forma, não é necessário conhecimento prévio a respeito da distribuição dos dados utilizados. Em contrapartida, as técnicas não-paramétricas sofrem grande influência das unidades escolhidas para avaliação, pois é a partir do conjunto em

análise que é determinado o comportamento dos dados. Logo, as conclusões das análises efetuadas com a metodologia DEA estão limitadas pelas empresas incluídas, pelas informações disponíveis e pelo período abrangido. Não podem e não devem ser extrapoladas desse contexto.

Na abordagem paramétrica uma função fronteira de produção é utilizada para caracterizar uma transformação eficiente de *inputs* para *outputs*. Esta função de produção teórica pode ser empregada para estimar o máximo *output* dado os *inputs*. Uma medida de eficiência relativa pode ser determinada através da comparação do *output* observado de um dado conjunto de *inputs*, ao *output* "ideal" com os mesmos níveis de *inputs*. Na teoria da produção paramétrica, este *output* "ideal" é calculado pela função de produção teórica. A função de produção teórica requer explicitar a formulação da relação funcional entre *inputs* e *outputs*. Mas, como explicitar se na maioria das vezes não se conhece?

Portanto, torna-se difícil encontrar uma forma funcional teórica em processos mais complexos, com múltiplos *inputs* e *outputs*, por essa razão foi escolhida uma técnica não-paramétrica, a metodologia DEA, para avaliação da eficiência das DMUs neste estudo.

4.2. ASPECTOS GERAIS DEA

Com base na avaliação de firmas feita por M. J. Farrell, cujos trabalhos, realizados em 1957, são considerados o marco inicial dos estudos na área de DEA, Charnes, Cooper e Rhodes (1978) iniciaram o desenvolvimento da técnica DEA.

Segundo Castro (2003), o trabalho publicado por Charnes, Cooper e Rhodes (1978) foi baseado em programação matemática, voltado para a avaliação da eficiência de escolas públicas americanas, mas de forma que não precisasse recorrer ao arbítrio de pesos para cada variável de *input* ou *output*. A proposta era de um modelo voltado para *inputs*, visando reduzir os insumos gastos sem alterar a produção, mantendo retornos de escala constantes. Este foi o primeiro modelo desenvolvido utilizando a metodologia DEA, que passou a ser conhecido por CCR em homenagem aos seus autores.

Posteriormente, em 1984, Banker, Charnes e Cooper desenvolveram um trabalho onde a suposição de retornos de escala constantes não era mais necessária. O abandono de tal suposição procurava evitar situações de competição

imperfeita, permitindo que os rendimentos fossem crescentes ou decrescentes na fronteira de eficiência, não exigindo que um aumento proporcional nos *inputs* se refletisse num crescimento proporcional dos *outputs*. Com isso, a técnica DEA ganhou mais força e tornou-se mais confiável, fazendo com que fosse aplicada na prática em diversos setores e segmentos, correspondendo a uma melhor representação da realidade. Esse novo modelo, também em homenagem aos seus autores, ficou conhecido na literatura pela sigla BCC.

A partir de então a metodologia DEA foi desenvolvida e aplicada para avaliação de *performance* nos mais variados tipos de entidades e atividades em diferentes países, tais como: hospitais, universidades, cidades, regiões, etc.

Foi realizada uma coletânea em diversos estudos correlatos e, como resultado, são apresentadas a seguir algumas definições e características concernentes à metodologia DEA.

4.2.1. DEFINIÇÕES E CARACTERÍSTICAS

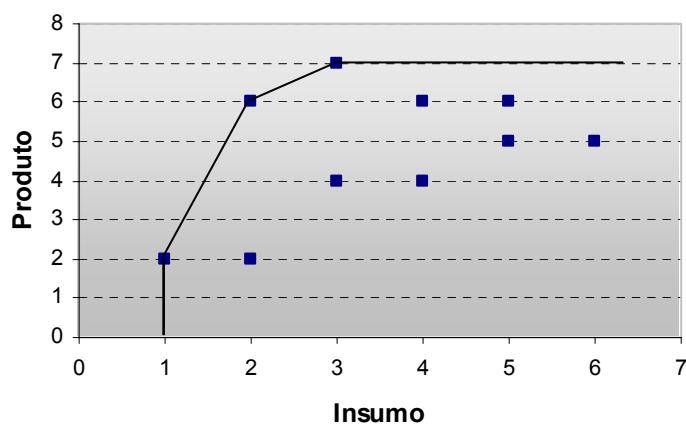
No estudo originário de Charnes, Cooper, e Rhodes (1978), de acordo com Cooper et al. (2004), a metodologia DEA foi descrita como um modelo de programação matemática, aplicado a observações de dados, que fornece um novo modo de obter estimativas empíricas das relações de produção.

Conforme Dos Anjos (2005), a Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis - DEA*) foi desenvolvida inicialmente por Charnes, Cooper e Rhodes (1978) com o objetivo de determinar a eficiência econômica relativa das empresas, excluindo o aspecto financeiro, e trabalhando com múltiplos insumos e produtos.

Segundo Castro (2003), a metodologia DEA é uma técnica alternativa para extrair informações a partir de um conjunto de observações. Em contraste com os métodos paramétricos, cujo objetivo é otimizar um plano de regressões simples através dos dados, a metodologia não-paramétrica DEA busca otimizar cada uma das observações individuais contidas na amostra, calculando uma fronteira de eficiência determinada pelo conjunto Pareto-Eficiente⁴² das unidades avaliadas.

⁴² A máxima eficiência (100%) é atingida por qualquer DMU se e somente se nenhum dos *inputs* ou *outputs* puder ser melhorado sem piorar alguns dos outros *inputs* ou *outputs*.

De acordo com Guerreiro (2006), essa fronteira de eficiência⁴³ é definida segundo o conceito de Pareto-Koopmans, pelo nível máximo de produção para um dado nível de insumo. O conceito de Pareto-Koopmans para a eficiência é caracterizado por um vetor *input-output*. A Figura 4.1, valendo-se do uso de um único insumo (*input*) e produto (*output*), exemplifica a relação entre a quantidade de insumos e produtos para cada DMU, traçando a fronteira de eficiência para as unidades analisadas.



Fonte: elaboração própria (2007).

Figura 4.1 – Fronteira de Eficiência

Moita (1995) afirmou que a metodologia DEA fornece uma medida para avaliar a eficiência relativa de unidades de tomada de decisão (DMUs – *Decision Making Units*), tendo como objetivo:

- a identificação de origens e quantidades de ineficiência relativa em cada uma das unidades comparadas, em qualquer de suas dimensões *input /output*;
- o fornecimento de uma taxa de eficiência;
- o estabelecimento de metas de produção que maximizem a produtividade das unidades avaliadas.

Segundo Cooper et al. (2004), a metodologia DEA de análise de dados é utilizada para avaliação do desempenho de um conjunto de entidades, chamadas de DMUs, com a finalidade de converter múltiplos *inputs* em múltiplos *outputs*.

⁴³ Fronteira de Eficiência é representada pela reunião das DMUs mais eficientes, ou seja, cujo plano de produção não foi superado por qualquer outra DMU compatível, considerando os pesos determinados pela resolução do problema de programação linear.

Dos Anjos (2005), afirmou que a metodologia DEA é uma técnica de construção de fronteiras de produção e medidas de eficiência que não necessitam de uma função prévia e nem da definição de pesos para insumos e produtos. O modelo permite a conversão de várias entradas e saídas em uma única medida de eficiência, possibilitando verificar quais unidades são eficientes e quais são ineficientes, assim como, quais os insumos e produtos que ocasionaram a ineficiência e podem ser melhorados.

Tamayo e Licht (2003) afirmaram que o fundamento da técnica DEA se baseia na determinação de uma fronteira eficiente convexa, chamada de fronteira de possibilidades de produção, composta pelas melhores unidades de produção qualificadas, pertencentes ao conjunto de referência, considerando os diferentes aspectos. Esta fronteira inclui pelo menos uma unidade eficiente e todas as ditas ineficientes estarão abaixo da fronteira, criando uma superfície envolvente (aí o porquê de se chamar DEA). Para cada unidade não incluída na fronteira eficiente a metodologia DEA oferece ponderações que equivalem à proporção da desvantagem competitiva com relação a cada uma das empresas que compõem seu conjunto de referência.

Segundo Dos Anjos (2005), a técnica DEA permite medir diferenças de desempenho de unidades que possuem os mesmos insumos e produtos. A metodologia DEA determina uma superfície envoltória formada pelas unidades mais eficientes que se tornam referência para as demais unidades. É uma medida de eficiência detectada pela distância de cada unidade de tomada de decisão à fronteira e também permite elaborar projeções das unidades ineficientes. Na realidade, a comparação é problemática, pois é difícil encontrar duas unidades que estejam utilizando os mesmos insumos, obtendo os mesmos produtos e atribuindo os mesmos pesos para cada variável envolvida no processo de produção. O diferencial da metodologia DEA para tornar possível a comparação é o uso da programação linear.

Ainda de acordo com Dos Anjos (2005), as principais características do método DEA são as seguintes:

- não é necessário converter as variáveis em unidades monetárias. As medidas das variáveis podem ser diferentes, porém as organizações avaliadas devem pertencer a uma mesma unidade de produção, com *inputs* e *outputs* similares;

- os índices de eficiência construídos são provenientes de dados reais;
- as organizações consideradas como ineficientes possuem um conjunto de referência, formado por unidades que se destacam como eficientes, consideradas como *benchmarks* a serem estudados e almejados;
- permite considerar vários critérios na determinação do índice de eficiência;
- é uma medida de eficiência relativa, pois parte dos dados apresentados, não sendo possível, consequentemente, determinar uma eficiência absoluta, fora do quadro de análise.

4.2.2. PROPRIEDADES

Neste tópico serão apresentadas algumas propriedades que devem ser verificadas quando da realização de estudos que utilizem a metodologia DEA para avaliação de eficiência, com a finalidade de fornecer mais consistência aos resultados.

i) **Propriedade de Positividade**: a formulação de DEA, geralmente, requer que as variáveis definidas como *input* e *output* no modelo sejam positivas (maiores que zero). De acordo com Bowlin (1999), alguns estudos têm mostrado como esta restrição pode ser relaxada, mas, em prática, esta aproximação não tem sido utilizada.

ii) **Propriedade da Isotonicidade**: segundo Bowlin (1999), esta exigência significa que um acréscimo em qualquer *input* do modelo deve resultar em uma elevação em algum *output* e não em decréscimo em qualquer *output*. Quanto a esta propriedade foi verificado que alguns analistas têm usado a análise de correlação para determinar se existe isotonicidade entre as variáveis selecionadas como *input* e *output*.

Ainda de acordo com Bowlin (1999), se o coeficiente da variável de *input* obtido na análise de correlação for positivo e significante, existe suporte de que a propriedade de isotonicidade não foi violada. No entanto, existe um risco elevado caso a análise de correlação não indique a presença da propriedade de isotonicidade, porque reflete ineficiência nos dados obtidos. Mesmo assim, se aparentemente a propriedade da isotonicidade for violada a exigência pode ser acomodada, com explicações complementares.

iii) **Número de Unidades Tomadoras de Decisão (DMUs)**: como regra geral procura-se utilizar um número de DMUs que seja pelo menos 3 vezes maior do que o número de variáveis consideradas como *inputs* e *outputs* no modelo (Barros, 2006). Nanci et al. (2004) indica que o número de DMUs a ser utilizado na pesquisa deve ser o triplo (no mínimo) do número de variáveis usadas no modelo, em se tratando de modelos DEA tradicionais. Mas, estudos recentes sugerem que o total de DMUs deve ser de 4 ou 5 vezes superior ao número de variáveis. Bowlin (1999) esclarece que, caso menos do que 3 DMUs sejam consideradas por variável, existirá a possibilidade de que um número excessivo de DMUs seja considerado eficiente.

Caso o número de DMUs seja insuficiente, um caminho para obtenção de DMUs adicionais, segundo Bowlin (1999), é através da desagregação dos dados, por exemplo, transformar dados anuais em trimestrais. Neste caso, cada operação trimestral poderá ser considerada uma DMU separadamente, quadruplicando o número de DMUs disponíveis.

iv) **Análise de Janela (Window Analysis)**: essa propriedade consiste na hipótese de realização de uma série de análises para uma mesma DMU. Os índices de eficiência encontrados mudam para cada análise, pois as unidades comparáveis são diferentes a cada janela. Segundo Bowlin (1999), a desagregação dos dados citada acima, como artifício para aumentar o número de DMUs, também é comumente referenciada como *Window Analysis*.

v) **Controle dos Pesos**: os pesos das variáveis utilizadas são determinados pelo programa escolhido para resolver o modelo DEA. Esses pesos são considerados de forma que a DMU avaliada se coloque na melhor posição possível com relação às demais unidades selecionadas.

vi) **Homogeneidade das DMUs**: de acordo com Bowlin (1999), a metodologia DEA requer que todas as DMUs incluídas na análise possuam um relativa homogeneidade, ou seja, todas as DMUs selecionadas tenham dados disponíveis para os mesmos *inputs* e *outputs*.

Segundo Bruneta (2004), as DMUs selecionadas para análise têm que ser homogêneas, isto significa dizer que devem atuar no mesmo segmento, realizar as mesmas tarefas e procurar atingir os mesmos objetivos, diferenciando-se apenas em relação à intensidade ou à magnitude.

4.3. ETAPAS PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DEA

Segundo Golany e Roll (1989), utilizando a metodologia DEA para realização de um estudo de eficiência deve-se seguir três etapas:

- I – Definição e seleção das DMUs para análise;
- II – Determinação das variáveis de *input* e *output* consideradas como relevantes e satisfatórias para a avaliação da eficiência relativa das DMUs selecionadas;
- III – Aplicação do modelo DEA e análise dos resultados.

Quando da execução das etapas I e II devem ser observadas pelo pesquisador se as condições estabelecidas nas propriedades, citadas no tópico anterior, de positividade, isotonicidade, número e homogeneidade de DMUs foram atendidas.

Em seguida, para escolha do modelo DEA a ser utilizado na análise que melhor represente a tecnologia de produção, é necessário realizar algumas opções, quanto à orientação e ao tipo de retorno de escala que se pretende adotar.

4.3.1. ORIENTAÇÃO DOS MODELOS DEA

A avaliação da eficiência técnica das unidades avaliadas pode ser procedida segundo três opções de orientação: insumo (*input*); produto (*output*) e insumo-produto (*input-output*). Existe uma tendência de alguns analistas a escolherem modelos com orientação *input* tendo em vista que em muitos casos os *outputs* são tidos como metas a serem alcançadas, dessa forma os *inputs* se tornam fontes primárias para alcançar o nível de *outputs* desejado.

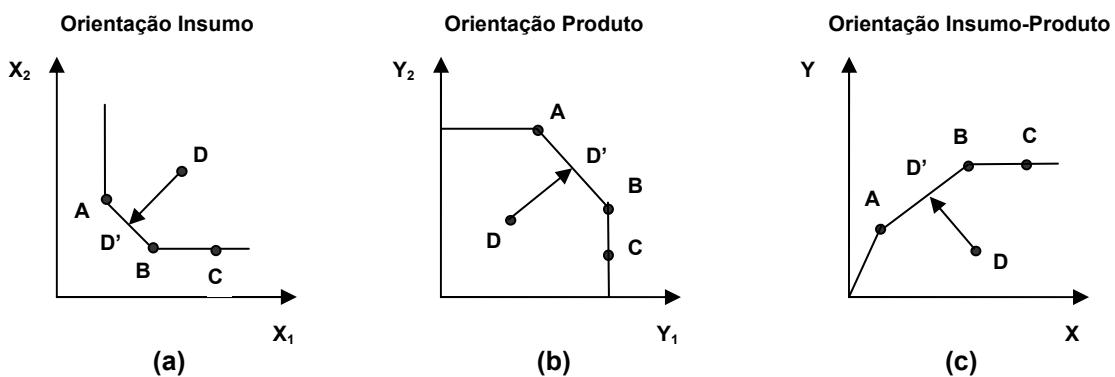
Segundo Macedo *et al.* (2004), existe também a possibilidade de se manter *inputs* inalterados, quando a pretensão do analista é a de maximizar o nível dos *outputs*. Neste caso, uma orientação *output* poderia ser mais apropriada para a obtenção dos resultados esperados.

Portanto, caso a escolha seja pela orientação insumo, a finalidade será a de reduzir os insumos mantendo-se os produtos inalterados. Já na orientação produto o objetivo do modelo passará a ser maximizar os produtos, enquanto os insumos permanecem constantes. E na orientação insumo-produto ambos os objetivos são

considerados pelo modelo, os insumos devem ser minimizados e os produtos devem ser maximizados, ou seja, aumentar ao máximo a produção diminuindo ao mínimo os insumos (Bruneta, 2004).

O Gráfico 4.1 facilita a visualização das diferenças existentes entre os tipos de orientação, acima descritos.

Gráfico 4.1 – Tipos de Orientação dos Modelos DEA



Fonte: adaptado de Bruneta (2004).

Para traçarmos os exemplos dos tipos de orientação dos modelos DEA foi utilizado o auxílio da curva de isoquanta, apresentada na Teoria da Firma de Economia. Essa curva isoquanta foi definida por Garófalo e Carvalho (1992) como sendo uma região onde todos os pontos representam combinações dos *inputs* que geram a mesma quantidade produzida.

Analizando o Gráfico 4.1 (a), sob a ótica da orientação insumo, das 4 DMUs (A, B, C e D) existentes, somente A e B são consideradas eficientes. A unidade C, apesar de se encontrar na isoquanta, não é eficiente, pois a unidade B – sua referência – utiliza a mesma quantidade do insumo X_2 e menos quantidade do insumo X_1 em seu processo de produção. Sendo assim, mantendo-se a quantidade utilizada do insumo X_2 , para que a unidade C se torne eficiente ela deverá reduzir o insumo X_1 até pelo menos igualar o nível deste insumo utilizado pela unidade B. Quanto à unidade D para alcançar a eficiência técnica ela deverá reduzir o consumo dos dois insumos X_1 e X_2 , até atingir o ponto D', pertencente à isoquanta.

O Gráfico 4.1 (b) demonstra que, sob a ótica da orientação produto, das 4 DMUs (A, B, C e D) existentes, também somente A e B são consideradas eficientes. A unidade C, apesar de se encontrar na isoquanta, desta vez não é eficiente, pois a

unidade B consegue produzir mais do produto Y_2 e a mesma quantidade do produto Y_1 em seu processo de produção. Portanto, mantendo-se a quantidade produzida do produto Y_1 , para que a unidade C se torne eficiente ela deverá aumentar a produção de Y_2 até pelo menos igualar o nível deste produto utilizado pela unidade B. Enquanto que para unidade D alcançar a eficiência técnica ela deverá aumentar a produção dos dois produtos Y_1 e Y_2 , até atingir o ponto D', pertencente à isoquanta.

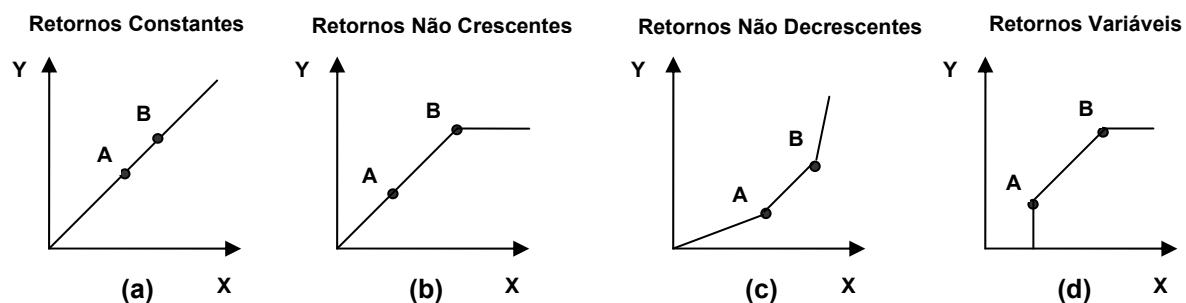
E, por fim, o Gráfico 4.1 (c), sob a ótica da orientação insumo-produto, das 4 DMUs (A, B, C e D) existentes, novamente somente A e B são consideradas eficientes. De forma semelhante, para que a unidade C se torne eficiente ela terá que reduzir o consumo de seu insumo X, mantendo o nível do produto Y inalterado, pois a unidade B consegue produzir a mesma quantidade de Y, consumindo menos quantidade do insumo X, em seu processo de produção. Já para a unidade D, a tarefa da busca pela eficiência será mais complicada, ela deverá, ao mesmo tempo, reduzir o consumo do insumo X e aumentar seu nível do produto Y, até atingir o ponto D', pertencente à isoquanta.

4.3.2. RETORNOS DE ESCALA

De acordo com Kassai (2002), as curvas de produção são a base da análise de eficiência. As considerações em torno das curvas de produção visam definir uma relação entre recursos e produtos.

Nos modelos DEA, segundo Bruneta (2004), existem quatro possibilidades que demonstram a relação entre insumos e produtos. No Gráfico 4.2 foi destacada cada uma delas, considerando que a variável X representa o insumo e a variável Y o produto.

Gráfico 4.2 – Tipos de Retornos de Escala



Fonte: adaptado de Bruneta (2004).

I. Retornos Constantes de Escala (CRS – Constants Returns to Scale): ocorre quando acréscimos no consumo de insumos resultam em aumentos proporcionais na quantidade de produtos obtidos, isto é, quando os insumos são alterados por um fator λ positivo, a produção irá aumentar ou diminuir por este mesmo fator λ (a).

II. Retornos Não Crescentes de Escala (NIRS – Non Increasing Returns to Scale): um processo produtivo apresenta retornos não crescentes de escala se, ao multiplicar a quantidade de insumos por um fator $\lambda > 1$, os produtos forem alterados por um fator $\lambda' \leq \lambda$ (b).

III. Retornos Não Decrescentes de Escala (NDRS – Non Decreasing Returns to Scale): um processo produtivo apresenta retornos não decrescentes de escala se, ao multiplicar a quantidade de insumos por um fator $\lambda > 1$, os produtos forem alterados por um fator $\lambda' \geq \lambda$ (c).

IV. Retornos Variáveis de Escala (VRS – Variables Returns to Scale): um processo produtivo apresenta retornos variáveis de escala se não obedecer a qualquer dos tipos de retornos apresentados antes. Ocorre quando ao multiplicar os insumos por um fator λ , os produtos podem seguir qualquer comportamento em relação a este fator λ (d).

O Gráfico 4.2 contempla os quatro diferentes tipos de retornos possíveis. Os planos de produção estão demonstrados pelas DMUs “A” e “B”. Neste exemplo, as DMUs “A” e “B” estão em todos os casos na fronteira, sendo a forma desta fronteira diferente nas 4 hipóteses de retorno apresentadas. Toda a região pertencente à fronteira e abaixo dela, ou seja, entre a fronteira e o eixo do insumo (X), é considerada como plano de produção viável.

Para maior confiabilidade dos resultados é necessário que o pesquisador avalie criteriosamente o segmento do estudo e aplique o tipo de retorno mais adequado à sua análise, para uma correta escolha do modelo a ser utilizado. Empiricamente, tem-se observado que o modelo CCR (CRS), com retornos constantes, é mais restritivo na mensuração de unidades eficientes quando comparado com o modelo BCC (VRS), que trabalha com a hipótese de retornos variáveis de escala. Em geral, se uma determinada DMU for eficiente com retornos constantes ela também o será com retornos variáveis de escala.

Neste estudo serão utilizados os modelos CCR (CRS), com retornos constantes, e BCC (VRS), com retornos variáveis, ambos na orientação insumo

(*input*), ou seja, a finalidade será a minimização dos insumos, mantendo-se o produto inalterado. No tópico seguinte foram descritos os dois modelos selecionados para utilização da metodologia DEA, acompanhados de suas formulações relativas à orientação insumo.

4.4. MODELOS DEA TRADICIONAIS

Para a mensuração da eficiência são utilizados mais comumente os modelos CCR (Charnes, Cooper e Rodhes, 1978) e BCC (Banker, Charnes e Cooper, 1984). O primeiro também conhecido como modelo constante de escala (*Constant Returns of Scale – CRS*), além de avaliar a eficiência total determina quais unidades são ineficientes e eficientes, demonstrando a qual distância as unidades consideradas ineficientes estão em relação à fronteira eficiente. O segundo modelo, também conhecido como retornos variáveis de escala (*Variable Returns of Scale – VRS*), utiliza uma formulação que permite a projeção de cada unidade considerada ineficiente sobre a superfície de fronteira, determinada pela unidade eficiente de tamanho compatível.

4.4.1. MODELO CCR (CRS)

O modelo DEA-CCR, conhecido também como DEA-CRS (*Constant Returns to Scale*), determina, para cada uma das unidades avaliadas, a máxima razão entre a soma ponderada dos *outputs* e a soma ponderada dos *inputs*, sendo que os pesos serão distribuídos pela otimização do próprio modelo. Nesse modelo, os crescimentos nos *inputs* resultarão em aumentos proporcionais nos *outputs*, assim como, uma redução nos *inputs* significará diminuição proporcional dos *outputs*.

O modelo DEA-CCR pode ainda, conforme o objetivo do gestor, ter uma orientação para minimizar custos, orientado para insumo, ou maximizar lucros, orientado para produto.

Castro (2003) supõe, como exemplo, empresas de um determinado setor da economia, disputando espaço no mercado para seus produtos. Essas empresas utilizam diversos *inputs* para a produção de determinados *outputs*. A produção desses *outputs* vai consumir os *inputs*, sendo que cada um destes apresenta uma importância diferente para a produção.

A eficiência pode ser representada pela relação:

$$\frac{\sum_{i=1}^n u_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^m v_i \cdot I_i} = Z$$

onde:

Z = eficiência;

P = produto final (bens ou serviços);

I = insumos/ matérias-primas;

n = quantidade de produtos;

m = quantidade de insumos;

u = peso dos produtos;

v = peso dos insumos.

O valor de Z representa o nível de eficiência da DMU em questão. Quanto maior for o valor de Z, maior a eficiência da DMU. O desafio será estimar os pesos relativos para se proceder a comparação das DMUs em análise, de modo a determinar qual, ou quais, unidades de produção pertencem à Fronteira de Eficiência.

De acordo com Castro (2003), o modelo DEA-CCR aceita que o máximo valor obtido seja o da unidade mais eficiente e o mínimo seja o valor zero. Na verdade, não há preocupação com os valores absolutos obtidos por Z, mas sim com os relativos, fazendo com que a(s) unidade(s) mais eficiente(s) receba(m) nota 1, ou 100%, e sirva(m) de padrão para as demais DMUs.

A seguir é apresentada a formulação do modelo básico CCR, considerando a existência de "n" unidades sob avaliação (DMUs), utilizando "r" variados *inputs* para produzir "s" diferentes *outputs* e tomando como unidade a ser avaliada a unidade k = 0.

$$\text{Max } Z_0 = \frac{\sum_{j=1}^s v_j \cdot O_{j0}}{\sum_{i=1}^r u_i \cdot I_{i0}}$$

sujeito a:

$$\frac{\sum_{j=1}^s v_j \cdot O_{jk}}{\sum_{i=1}^r u_i \cdot I_{ik}} \leq 1, \quad k = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$u_i, v_j \geq 0; \forall i, j$$

onde:

Z_0 = eficiência relativa da DMU 0;
 n = número de DMUs;
 s = número de *outputs*;
 r = número de *inputs*;
 O_{jk} = quantidade do *output* j produzido pela DMU k ;
 I_{ik} = quantidade do *input* i consumido pela DMU k ;
 v_j = peso do *output* j ;
 u_i = peso do *input* i .

O índice 0 indica a unidade cuja eficiência está sendo examinada no momento, isto é, ele é um dos índices $k = 1, 2, \dots, n$.

Para resolução dessa formulação, o problema estará na determinação dos pesos a serem atribuídos a cada variável utilizada no modelo, estes pesos são representados pelas incógnitas v_j (para os *outputs*) e u_i (para os *inputs*), de forma que a soma ponderada dos *outputs* dividida pela soma ponderada dos *inputs* seja maximizada, colocando a DMU em sua eficiência máxima frente às demais unidades de produção.

Este procedimento será repetidamente efetuado para cada DMU selecionada para a análise, e os pesos, atribuídos para cada variável (*outputs* e *inputs*) em busca da máxima eficiência, provavelmente diferirão de uma unidade para outra.

Uma das restrições existentes é que a divisão entre o somatório ponderado dos *outputs* e o somatório ponderado dos *inputs* seja menor ou igual a 1, fazendo com que a eficiência obtida para cada unidade após a resolução pertença ao intervalo $[0, 1]$.

A Fronteira de Eficiência será traçada pelas DMUs que apresentarem o valor igual a 1, ou seja, 100% de eficiência em relação às demais unidades. O objetivo da metodologia DEA não é fornecer isoladamente a DMU mais eficiente, enquanto todas outras serão ineficientes, por isso que é chamada de envoltória, pois se busca fornecer, através da resolução dos seus modelos, unidades de referência a serem seguidas pelas demais, estas unidades é que formarão a fronteira e servirão de *benchmark*. Todas as DMUs que obtiverem como resultado o valor unitário, ou seja, índices de 100% de eficiência, serão consideradas eficientes.

A formulação do modelo DEA-CCR é fracionária qualquer múltiplo de sua solução ótima também será uma solução ótima. Portanto, poderá ser transformado em problema de programação linear. Uma maneira eficiente é maximizar o

numerador, a soma ponderada dos *outputs*, e, ao mesmo tempo, inserir mais uma restrição ao modelo para que o denominador, a soma ponderada dos *inputs*, seja igual a 1.

Dessa forma teríamos a representação primal do modelo DEA-CCR com orientação insumo ou *input*-orientado como:

Primal

$$\text{Max } Z_0 = \sum_{j=1}^s v_j \cdot O_{j0} \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r u_i \cdot I_{i0} = 1 \quad (4.2)$$

$$\sum_{j=1}^s v_j \cdot O_{jk} - \sum_{i=1}^r u_i \cdot I_{ik} \leq 0, \quad k = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.3)$$

$$u_i, v_j \geq 0; \forall i, j \quad (4.4)$$

O modelo acima descrito, por ser orientado para o insumo, tem como finalidade minimizar os insumos, mantendo os produtos inalterados, ou seja, neste caso serão mais eficientes as DMUs que utilizarem menos insumos para produzirem um determinado produto, comparativamente às demais unidades de produção avaliadas.

A primeira restrição, equação (4.2), determina que o somatório do produto das quantidades consumidas de *inputs* pelos pesos específicos para cada *input* atribuído pelo modelo por DMU, no caso a unidade $k = 0$, será igual a 1.

Enquanto que a segunda restrição, equação (4.3), pode ser definida como o resultado da DMU, pois é a subtração entre o somatório das quantidades produzidas multiplicadas pelos pesos dos *outputs* e o somatório da multiplicação dos *inputs* consumidos por seus respectivos pesos atribuídos. Esta relação está limitada a 0. As DMUs consideradas eficientes obterão o resultado 0, para esta restrição. Para as demais, quanto mais se aproximarem de 0, mais próximas estarão da eficiência.

Analizando o modelo DEA-CCR, com orientação insumo, e suas restrições observa-se que o máximo resultado possível de se obter para Z_0 é 1. Se a DMU for eficiente Z_0 será igual a 1. Qualquer valor inferior a 1 indicará a ineficiência da DMU.

Kassai (2002) afirma que este problema de programação linear será resolvido para cada DMU envolvida na análise e o conjunto de referência, ou seja, as unidades pertencentes à Fronteira de Eficiência, será formado por aquelas DMUs em que a solução para Z_0 seja igual a 1.

Segundo Castro (2003), utilizando a dualidade da programação linear, pode-se construir, a partir do modelo inicial (primal), um outro modelo relacionado (dual). Este modelo, de acordo com Sampaio (2001), representa a forma habitualmente utilizada para o modelo DEA-CCR, com orientação insumo.

Dual

$$\text{Min } \theta$$

sujeito a:

$$-O_{j0} + \sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot O_{jk} \geq 0, \quad j = 1, 2, 3, \dots, s$$

$$\theta \cdot I_{i0} - \sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot I_{ik} \geq 0, \quad i = 1, 2, 3, \dots, r$$

$$\lambda_k \geq 0; \forall k$$

O número de restrições do modelo dual será igual ao número de variáveis definidas no modelo primal, como *inputs* e *outputs* ($r + s$). Enquanto que o modelo primal terá como restrições, além do número de variáveis, o número de DMUs ($n + 1$), ou seja, a soma das restrições será ($r + s + n + 1$).

A diferença básica entre o modelo primal e o dual é que, no primeiro a solução é um conjunto de pesos dos *inputs* e *outputs*, enquanto no dual é um vetor que relaciona a DMU analisada com as demais unidades de produção avaliadas.

No modelo dual é construída uma DMU fictícia⁴⁴, tal que cada um de seus *outputs* não seja inferior ao correspondente da unidade examinada e que cada um de seus *inputs* seja não mais do que uma fração do mesmo *input* da unidade em exame.

De acordo com Castro (2003), se a fração do *input* θ for menor do que 1 é porque se pode construir uma unidade fictícia com *outputs* não inferiores ao da unidade em exame e que consumirá menos de cada *input* do que essa DMU

⁴⁴ Através de combinação linear não negativa com multiplicadores λ_k de todas as DMUs, incluindo a que está sendo examinada.

examinada, denotando que esta não é uma unidade eficiente. Caso a DMU seja eficiente, a fração θ será igual a 1, demonstrando que a unidade examinada é eficiente. A fração θ jamais será maior do que 1, pois a DMU fictícia poderá ser a própria DMU examinada, neste caso o θ será obviamente igual a 1.

No modelo dual acima descrito, devido à orientação insumo, os *outputs* da unidade examinada são fixos, representando limites para a DMU fictícia criada. E, seguindo a característica do tipo de orientação, o objetivo passa a ser a minimização dos seus *inputs*.

O modelo DEA-CCR também pode ser representado sob a forma de orientação para o produto ou *output*-orientado, onde a finalidade passa a ser maximizar seus *outputs*, mantendo-se os *inputs* inalterados. Como no presente estudo os modelos serão avaliados sob a ótica da orientação insumo, a formulação deste tipo de orientação não será demonstrada em ambos os modelos.

4.4.2. MODELO BCC (VRS)

Este modelo foi desenvolvido por Banker, Charnes e Cooper em 1984 com o intuito de analisar empresas que operassem sob a condição de retorno variável de escala.

Tanto o modelo DEA-BCC como o modelo DEA-CCR, visto anteriormente, foram assim denominados utilizando as iniciais de seus idealizadores. O modelo DEA-BCC é também conhecido como VRS (*Variable Returns to Scale*), onde a ocorrência de um acréscimo nos *inputs* poderá ocasionar um acréscimo diferente nos *outputs*, ou seja, um acréscimo não necessariamente proporcional nos *outputs*, como seria observado no modelo DEA-CCR (retornos constantes de escala).

Apesar de esse modelo ser menos restritivo, mais maleável, as situações reais vividas pelas empresas se identificam mais com o modelo DEA-BCC do que com o modelo DEA-CCR. A explicação pode ser melhor entendida pelo fato de que a possibilidade de retornos de escala variáveis do modelo DEA-BCC, admite que a produtividade máxima varie em função da escala de produção e, assim, o modelo se torna menos discriminatório, aceitando a utilização de unidades de portes distintos.

A formulação primal do modelo DEA-BCC com orientação insumo ou *input*-orientado pode ser descrita como:

Primal

$$\text{Max } Z_0 = \sum_{j=1}^s v_j \cdot O_{j0} + x_0$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r u_i \cdot I_{i0} = 1$$

$$\sum_{j=1}^s v_j \cdot O_{jk} - \sum_{i=1}^r u_i \cdot I_{ik} + x_0 \leq 0, \quad k = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$u_i, v_j \geq 0; \forall i, j$$

x_0 irrestrito

Percebe-se que todas as equações deste modelo estão descritas da mesma maneira que no modelo DEA-CCR (equações 4.1 a 4.4), com apenas uma diferença, a inclusão da variável x_0 .

De acordo com Kassai (2002), esta variável representa os retornos variáveis de escala e não necessariamente precisa obedecer à restrição de positividade, podendo assumir valores negativos.

Segundo Castro (2003), essa variável x_0 está ligada diretamente ao retorno de escala, onde no problema primal ela informa se os retornos são crescentes, constantes ou decrescentes, isto é:

$x_0 < 0 \rightarrow$ retorno crescente de escala;

$x_0 = 0 \rightarrow$ retorno constante de escala;

$x_0 > 0 \rightarrow$ retorno decrescente de escala.

Para a formulação dual do modelo DEA-BCC também se percebe que as equações são idênticas às do modelo DEA-CCR, o que difere é somente a inserção de uma nova restrição (equação 4.5), conhecida como restrição de convexidade, que de acordo com Castro (2003), reduz o conjunto de possibilidades de produção viável e converte uma tecnologia de retorno de escala constante em uma de retorno de escala variável.

A formulação dual do modelo DEA-BCC com orientação insumo ou *input-orientado* pode ser representada como:

Dual

Min θ

sujeito a:

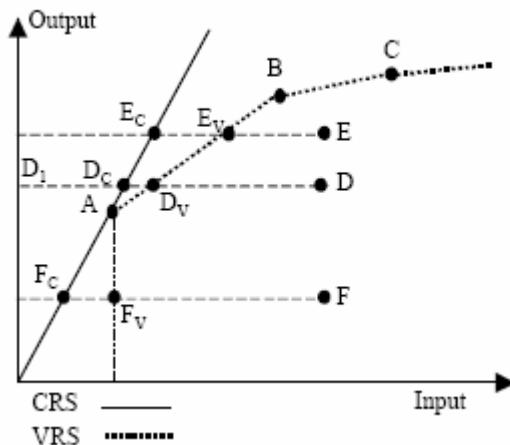
$$-O_{j0} + \sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot O_{jk} \geq 0, \quad j=1,2,3,\dots,s$$

$$\theta \cdot I_{i0} - \sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot I_{ik} \geq 0, \quad i=1,2,3,\dots,r$$

$$\sum_{k=1}^n \lambda_k = 1$$

$$\lambda_k \geq 0; \forall k$$

A Figura 4.2 demonstra como a fronteira de eficiência se comporta nos dois modelos abordados DEA-CCR e DEA-BCC, que, respectivamente, admitem retornos constantes e variáveis de escala. Para simplificar serão utilizados apenas um único insumo (*input*) e um único produto (*output*).



Fonte: Castro (2003).

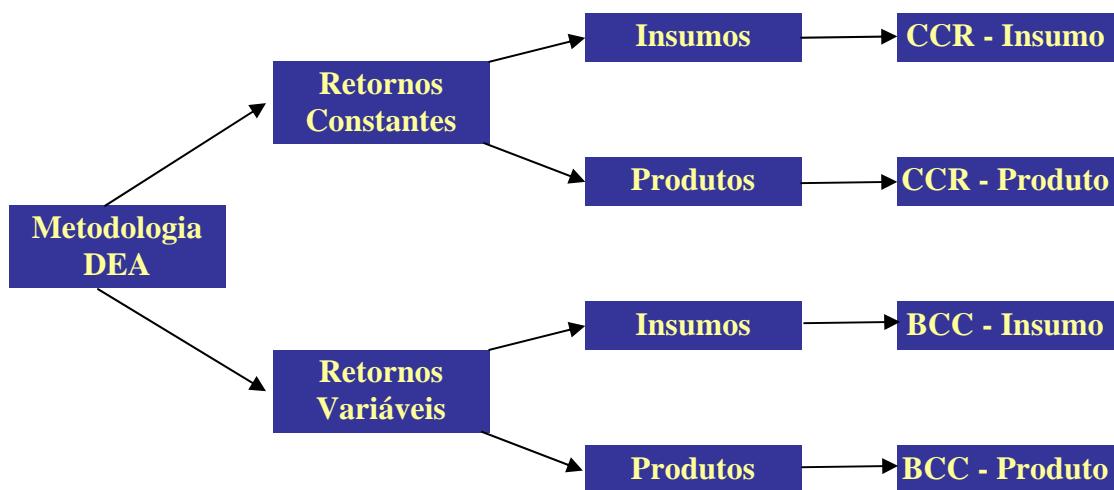
Figura 4.2 – Fronteiras de Eficiência dos Modelos CCR (CRS) e BCC (VRS)

Sob a ótica da orientação insumo (*input*), observa-se que a fronteira de eficiência para o modelo DEA-CRS é representada por uma linha reta contínua que se inicia na origem, passa pelo ponto A e segue na mesma inclinação, o que indica que os retornos permanecem constantes, ou seja, aumentos nos *inputs* levam a

acréscimos proporcionais nos *outputs*. Neste modelo apenas a DMU A é considerada eficiente, portanto, somente ela pertence à fronteira de eficiência. Enquanto, operando com retornos variáveis de escala, a fronteira de eficiência para o modelo DEA-BCC é formada pelo encontro dos planos de produção das DMUs A, B e C, representada pela linha descontínua.

Deste exemplo, surgem duas observações: a DMU eficiente no modelo DEA-CCR (DMU A) também foi eficiente no modelo DEA-BCC; e as DMUs ineficientes no modelo DEA-BCC tiveram seus *scores* de eficiência piorados quando observadas pelo modelo DEA-CCR, basta analisar a distância entre o seu plano de produção e as duas fronteiras traçadas para cada modelo.

Sinteticamente, a Figura 4.3 apresenta uma indicação dos modelos, dos ganhos de escala e dos tipos de orientação, mais comumente utilizados para realização de estudos com o auxílio da metodologia DEA.



Fonte: elaboração própria (2007).

Figura 4.3 – Formas de Utilização da Metodologia DEA

4.5. REVISÃO DE LITERATURA

A definição dos insumos e produtos utilizados para aferição da eficiência das unidades tomadoras de decisão é a grande questão da utilização da metodologia DEA para análise de eficiência de um conjunto de DMUs e depende da relevância de cada variável no processo produtivo, assim como, está intimamente relacionada com o tamanho da amostra que se pretende estudar.

De acordo com Nanci et al. (2004), a inserção de um grande número de variáveis resulta em uma maior explicação do modelo, mas, em contrapartida trará como resultado um número maior de DMUs eficientes, ou seja, um número excessivo de variáveis reduz a capacidade da metodologia DEA de separar as DMUs eficientes das ineficientes. Portanto, segundo Lins e Angulo Meza *apud* Nanci et al. (2004), o modelo deve ser mantido o mais compacto possível para maximizar o poder discriminatório da metodologia DEA e as variáveis escolhidas devem ser bem representativas com relação ao segmento estudado.

Neste trabalho, em respeito à propriedade da metodologia DEA, a amostra utilizada foi de 87 unidades geradoras, que serão comparadas e analisadas considerando um total de 6 variáveis, sendo 4 insumos e 2 produtos, portanto, o número de UHEs é superior a 5 vezes o número de variáveis ($87 > 5 \times 6$).

Segundo Barros (2006), modelos de estimação de fronteira requerem a identificação de *inputs* (recursos) e *outputs* (transformação de recursos). Na seleção destas variáveis podem ser usados vários critérios. O primeiro destes, um critério empírico, é a disponibilidade dos dados. Complementarmente, a pesquisa de literatura correlata é um modo de assegurar a validez da escolha e assim representa outro critério a ser levado em consideração. O último critério para seleção das variáveis é a opinião profissional de indivíduos pertinentes, envolvidos com o tema a que a pesquisa se propõe.

Para elaboração deste trabalho, foram combinados todos os três critérios acima mencionados, em busca das variáveis adequadas para o desenvolvimento da análise a que o estudo se propõe.

Inicialmente, para determinação dos insumos, procurou-se obter o custo da mão-de-obra e o custo da operação e manutenção das usinas pertencentes à amostra, mas, devido ao ambiente competitivo em que o segmento de geração de energia nacional se encontra, desde a implantação do novo modelo, estes dados não foram disponibilizados pelas empresas proprietárias das usinas em questão, nem pela ANEEL. Apesar das dificuldades encontradas salienta-se que, para futuras pesquisas, a ANEEL possui esses dados segregados por usina, apenas para as empresas que destinam sua energia ao serviço público, no Relatório RP-101.1.1, constante da PAC, documento encaminhado anualmente para aquela agência.

Diversos artigos têm utilizado o modelo DEA e suas metodologias de retornos constantes de escala e de retornos variáveis de escala para análise dos mais

variados segmentos e neles é possível perceber que a maioria utiliza um número maior de insumos (*inputs*) do que produtos (*outputs*).

Especificamente, no setor elétrico nacional, talvez pela indisponibilidade de dados, os trabalhos ainda são escassos a respeito da medição da eficiência de unidades geradoras de energia hidrelétrica em operação.

Talvez como precursor seja possível destacar o trabalho de Sant' Anna e Estelita (1998), que se refere à eficiência de usinas hidrelétricas a fio d'água, ou seja, aquelas que operam sem reservatório de volume significativo, com o objetivo de fornecer prioridades para alocação dos investimentos. Neste estudo, foram utilizados como insumos: custo de construção; queda representativa (diferença entre o nível de armazenamento máximo no reservatório e o nível do canal de fuga, descontando-se as perdas hidráulicas); volume máximo; e média de longo prazo da vazão (MLT – vazão média afluente de sua posição geográfica ao longo do histórico de 1932 a 1994). Enquanto que os produtos foram: energia firme (quantidade de energia sempre disponível, calculada pela energia média que poderia ser gerada no período crítico do Sistema Interligado Brasileiro); energia média (média da geração possível ao longo dos anos de nov./1956 a dez./1994); e potência garantida.

E, mais recentemente, o estudo desenvolvido por Sampaio, Ramos e Sampaio (2005) o qual utiliza o método DEA para obtenção da eficiência das usinas hidrelétricas brasileiras, na tentativa de minimizar desperdícios e propiciar condições de melhoria da produtividade do sistema elétrico nacional. Neste trabalho foram utilizados como insumos a potência instalada em MW, a altura de queda em metros e foi realizada uma aproximação para estimar o número de trabalhadores de cada usina, sendo este insumo chamado de mão-de-obra. Enquanto que, como produto, foi considerado a energia gerada em MW médio anual.

Em âmbito internacional, estudos voltados para análises de eficiência, relacionados ao setor elétrico, estão concentrados em trabalhos específicos ao segmento de distribuição. Com relação ao segmento de geração de energia, em pesquisa realizada, foram encontrados alguns estudos que trataram de análise de eficiência, dentre eles destacam-se os trabalhos de: Pollitt (1996); Arocena e Waddams Price (2002); Raczka (2001); Alemán e Cáceres (2002); Yunos e Hawdon (1997); Vaninsky (2006); Ilhan Or (2005); Barros (2006); e Sueyoshi e Goto (2001).

A Tabela 4.1 dispõe um resumo do que foi abordado por todos esses estudos, utilizando o método DEA e seus modelos para análise.

Tabela 4.1 – Estudos sobre Eficiência em Geração de Energia

Autor/País	Método/Modelo	Amostra	Input	Output
Pollitt (1996) USA, UK, Canadá, Japão e África do Sul	Modelo DEA (CCR e testes estatísticos)	78 Estações de Energia Nuclear	i) trabalho; ii) capital; iii) combustível; iv) preço do trabalho; v) preço do capital; vi) preço do combustível; vii) idade e tipo do reator.	energia produzida em kWh
Arocena e Waddams Price (2002) Espanha	Modelo DEA (gráfico hiperbólico e índice de Malmquist)	28 Unidades de geração de energia	i) média do número de trabalhadores; ii) combustível; iii) capital como proxy da capacidade média (MW).	energia produzida no ano (MWh)
Raczka (2001) Polônia	Modelo DEA (allocativo e regressivo)	41 Unidades Termelétricas	i) trabalho; ii) combustível; iii) poluição.	produção
Alemán e Cáceres (2002) Colômbia	Modelo DEA	19 e 23 Unidades Termelétricas e Hidrelétricas (1999 e 2000)	i) cap. inst. (MW); ii) preço do Comb; iii) idade da planta; iv) nº de trabalhadores ou nº de acidentes de trabalho.	i) energia gerada (MWh) ii) fator de uso (%) iii) disponib. de Planta (MWh)
Yunos e Hawdon (1997) Malásia	Modelo DEA (Índice de Malmquist)	27 produtores de eletricidade em vários países	i) cap. Inst. (MW); ii) nº de trabalhadores; iii) perda de eletricidade (%); iv) eficiência técnica (%).	energia gerada (GWh)
Vaninsky (2006) EUA	Modelo DEA	Geração de energia elétrica nos EUA (1991-2004)	i) custos operacionais; ii) perda de energia. (%).	utilização da capacidade líquida (%)
Ilhan Or (2005) Turquia	Modelo DEA	65 unidades geradoras térmicas, hidro e eólicas.	i) custo de investimento; ii) tempo de construção.	i) cap. energia instal. (MW); ii) disponib. ou utilização média (H).
Barros (2006) Portugal	Modelo DEA (Índice de Malmquist)	25 unidades geradoras hidrelétricas.	i) nº de trabalhadores; ii) custo operacional; iii) investimentos; iv) proxy de capital por ativos físicos.	i) produção de energia (MWh); ii) utilização % da cap. instalada.
Sueyoshi e Goto (2001) Japão	Modelo DEA (slack-adjusted)	25 unidades geradoras. (1984-1993)	i) capacidade de geração (MW); ii) combustível; iii) nº de empregados.	geração de energia total (GWh)
Sant'Ana e Estelita (1998) Brasil	Modelo DEA	Unidades geradoras hidrelétricas a fio d'água	i) custo de construção; ii) queda representativa; iii) volume máximo; iv) média de vazão.	i e ii) energias firme e média; iii) potência garantida.
Sampaio Ramos e Sampaio (2005) Brasil	Modelo DEA (CCR e BCC)	71 unidades geradoras hidrelétricas	i) potência instalada (MW); ii) altura de queda (m); iii) mão-de-obra.	i) energia gerada (MW médio anual).

Fonte: Elaboração própria (2007). Os 3 primeiros trabalhos foram obtidos em Barros (2006).

A revisão da literatura a respeito, restrita a recentes estudos sobre a geração de energia, demonstra que a metodologia DEA e seus modelos são amplamente utilizados para análise da eficiência das unidades geradoras. E é esta metodologia que será adotada para realização desta pesquisa.

Após explanar acerca da teoria utilizada no estudo, o capítulo seguinte trata sobre a amostra selecionada, os insumos e produtos utilizados para análise, assim como as justificativas para suas escolhas. A determinação das variáveis a serem consideradas como insumos e produtos, destacada no capítulo seguinte, é elemento essencial para a utilização de métodos de análise comparativa de eficiência entre unidades tomadoras de decisão.

5. DADOS DE ENTRADA: AMOSTRA, *INPUTS* E *OUTPUTS*

Em um primeiro instante observou-se, de acordo com os dados armazenados no sistema SIPOT da Eletrobrás, relativos ao mês de julho de 2005, que existiam em todo país 340 unidades geradoras de energia hidrelétrica em operação, sendo que 41 destas não possuíam sua potência instalada e 146 possuíam potência superior a 10 MW. Verificou-se também que, para as unidades geradoras de menor potência instalada, seria difícil obter as informações necessárias referentes aos demais insumos e produtos a serem utilizados no estudo, por indisponibilidade de dados.

Logo, na tentativa inicial de delimitar a amostra, para análise da eficiência das usinas hidrelétricas brasileiras, considerou-se como escopo as 97 (noventa e sete) usinas hidrelétricas em operação no Brasil que, em julho de 2005, possuíam mais de 50 (cinquenta) MW de potência instalada, conforme informações do SIPOT.

O principal fator que levou a escolha destas usinas acima de 50 MW de potência instalada foi que o ONS, despacha, ou seja, determina diariamente, através do PDP, a energia a ser gerada apenas das usinas que superam esta capacidade instalada e os dados relativos à energia produzida, variável considerada como um dos produtos (*outputs*) na análise, foram obtidos junto a este operador.

No entanto, devido a alguns problemas encontrados, cabe esclarecer ainda os fatores que levaram à redução e à definição da amostra em 87 (oitenta e sete) usinas hidrelétricas a serem consideradas no presente estudo. Foram efetuadas algumas aglomerações e exclusões, conforme explicado a seguir:

- as usinas do complexo de Paulo Afonso foram consideradas como 4 (quatro) unidades geradoras, apesar dos dados do SIPOT apresentarem a potência instalada de 5 (cinco) unidades, as unidades Paulo Afonso (2a) e Paulo Afonso (2b) foram consideradas uma única usina;
- as usinas de Tucuruí 1 e 2 e Itiquira 1 e 2, segregadas no SIPOT para obtenção da potência instalada, também foram reunidas em apenas 2 (duas) unidades geradoras, pois o ONS não faz distinção;
- a usina hidrelétrica de Itaipu, por ser binacional, também foi desconsiderada da análise;
- foram excluídas da amostra inicial as usinas Balbina, Coaracy Nunes e Samuel, todas de propriedade da Eletronorte, pelo fato de as mesmas pertencerem a

sistemas isolados e não fazerem parte do SIN, o que impossibilita a obtenção da produção semanal, através do BSO, disponibilizado pelo ONS apenas para as unidades geradoras pertencentes ao SIN, inviabilizando o acesso às informações do *output* energia produzida;

- outras 3 usinas, Júlio Mesquita Filho, também conhecida como Foz do Chopim, Fontes – BC e Alecrim, cujos dados de potência instalada constavam do SIPOT, foram excluídas da análise também pelo fato de não terem sido identificados dados relativos a estas no BSO do ONS, para a obtenção da energia produzida.

As 87 unidades geradoras restantes, escolhidas para a amostra, estão distribuídas entre 29 empresas distintas, de acordo com informações disponibilizadas no site da ANEEL, conforme demonstrado no Anexo I.

Vale ressaltar que para facilitar a interpretação dos dados, quando a unidade geradora pertencer a mais de uma empresa, foi considerada como proprietária aquela que possuísse maior participação, de acordo com as informações obtidas pelo BIG, disponibilizadas no site da ANEEL. Como exceção, destaca-se a Usina Porto Estrela, em que os proprietários, em consórcio, possuem o mesmo percentual de participação⁴⁵, para este caso, foi considerada como proprietária a empresa CEMIG.

5.1. PRODUTOS (OUTPUTS) E INSUMOS (INPUTS)

Inicialmente, para embasar a justificativa da escolha dos produtos e insumos são demonstradas algumas explicações acerca dos fatores que influenciam na geração de energia de uma usina hidrelétrica.

Segundo Fortunato et al. (1990), a energia produzida por uma usina hidrelétrica depende da energia potencial da água armazenada, dos rendimentos da turbina e do gerador, podendo ser representada pela expressão:

$$eh_i = ep_i \cdot rt_i \cdot rg_i \quad (5.1)$$

Sendo: eh_i – energia produzida na usina hidrelétrica “i” no período;

ep_i – energia potencial da massa de água utilizada para o acionamento das turbinas da usina “i” no período;

⁴⁵ Segundo dados do BIG da ANEEL esta usina é de propriedade de 3 agentes distintos, cada um com, aproximadamente, 33,33% de participação, são eles: CEMIG Geração e Transmissão S/A, Companhia de Tecidos Norte de Minas e Companhia Vale do Rio Doce.

rt_i – rendimento da turbina da usina “i”;

rg_i – rendimento do gerador da usina “i”.

A energia potencial (ep_i), por sua vez, representa o produto da massa pela aceleração da gravidade pela altura de queda, portanto, a equação (5.1) pode ser reescrita como:

$$eh_i = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot (q_i \cdot t) \cdot hl_i \cdot rt_i \cdot rg_i \quad (5.2)$$

Onde: $9,81$ – aceleração da gravidade;

10^{-3} – peso específico da água;

t – período de tempo considerado;

$(q_i \cdot t)$ – volume correspondente à massa de água turbinada (vazão) na usina “i” no período de tempo “t”;

hl_i – altura líquida de queda.

Ainda de acordo com Fortunato et al. (1990), utilizando a definição de potência como energia produzida por unidade de tempo, é possível expressar a potência produzida numa usina hidrelétrica como:

$$ph_i = FPH_i (q_i, hl_i) = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot q_i \cdot hl_i \cdot rt_i \cdot rg_i \quad (5.3)$$

Onde: ph_i – potência ativa produzida na usina “i” num dado instante;

FPH_i – função de potência ativa produzida na usina hidrelétrica “i”.

q_i – vazão turbinada na usina “i” no período de tempo “t”;

Em resumo, a equação (5.3) demonstra que a potência gerada numa usina hidrelétrica (*output*) é uma função da vazão turbinada e da altura de queda (*input*), que, por sua vez, é uma função do volume armazenado e da vazão defluente⁴⁶.

Para escolha dos insumos e produtos a serem utilizados na pesquisa, conforme já mencionado, foram utilizados critérios como a disponibilidade dos dados, a revisão de literatura correlata e a opinião profissional de pessoas envolvidas no processo. Foi através da combinação desses critérios aliada às características atuais do segmento de geração de energia nacional e ao fato de que os insumos devem influenciar nas variáveis definidas como produto no modelo, que as variáveis, definidas como insumos e produtos, foram escolhidas para análise.

⁴⁶ Vazão turbinada somada à vazão vertida.

Como a escolha dos insumos depende, dentre outros fatores, das variáveis definidas como produtos, optou-se por relacionar, primeiramente, os produtos e, posteriormente, os insumos com justificativas para utilização e definições.

5.1.1. PRODUTOS (*OUTPUTS*)

P.1) Energia Produzida em MW médio: esta variável foi considerada como produto no modelo e os dados correspondentes foram extraídos dos BSOs, disponibilizados pelo ONS, e são relativos aos meses de agosto a dezembro de 2005. Para tanto, foi calculada a média de energia gerada em MW médio nessas semanas para cada usina. Cabe ressaltar que para usinas que iniciaram a produção durante esse período a média da energia produzida considerada foi apenas proporcional às semanas em que houve produção.

Sob o ponto de vista da variável energia produzida será mais eficiente, em comparação às demais, aquela unidade que utilize uma menor quantidade de insumos para atingir uma determinada quantidade de energia gerada. Ou, ainda, a eficiência das unidades também poderá ser medida quando utilizando insumos equivalentes uma dada DMU for capaz de produzir mais energia frente às outras.

Na revisão da literatura correlata a energia produzida foi considerada como produto (*output*) nos trabalhos de: Sant' Anna e Estelita (1998) e Sampaio, Ramos e Sampaio (2005), onde foram obtidas médias da quantidade de energia gerada nos períodos; Pollitt (1996), que utilizou energia produzida em kWh; Arocena e Waddams Price (2002), Alemán e Cárceres (2002) e Barros (2006), que utilizaram a energia produzida em MWh; Yunos e Hawdon (1997) e Sueyoshi e Goto (2001), que utilizaram energia gerada em GWh.

P.2) Produtividade: esse produto será adquirido através da relação entre a energia média gerada em MW médio, nos meses de agosto a dezembro de 2005 (produto 1), obtida através dos BSOs, disponibilizados no *site* do ONS, e a potência total instalada de cada unidade geradora em MW (insumo 1). Desta relação será criado um índice que chamaremos de produtividade. Este índice de produtividade variará entre 0 e 1, e quanto maior o valor do índice mais eficiente será a unidade observada, considerando as demais variáveis inalteradas, pois isto significará que a usina está mais próxima de sua produção máxima, portanto será mais eficiente.

Segundo Maloney et al. (1996), é relevante se analisar a produtividade alcançada por uma determinada unidade geradora, ou a taxa de utilização da capacidade instalada, assim por ele chamada, quando da análise de eficiência para unidades geradoras de energia, visto que, nenhuma delas será capaz de operar na sua capacidade máxima continuamente ao longo de um ano. Desta forma, é evidenciado que será mais eficiente aquela DMU que conseguir um maior índice de produtividade (produto 2), portanto, se quanto maior o índice mais próximo da fronteira eficiente a DMU estará, então, assim como a energia produzida (produto 1), esta variável foi considerada como *output* no modelo.

Índices com denominações semelhantes foram adotados como produtos nos trabalhos de: Alemán e Cárceres (2002), que denominou a variável de fator de utilização em percentual; Vaninsky (2006), que a chamou de utilização da capacidade líquida, também sob a forma percentual; e Barros (2006), que definiu um de seus produtos como sendo a utilização percentual da capacidade instalada.

5.1.2. INSUMOS (INPUTS)

I.1) Potência Instalada em MW: esses dados foram obtidos através do sistema SIPOT, disponibilizado no *site* da Eletrobrás, considerando como data-base o mês de julho de 2005. Posteriormente, para maior confiabilidade, os dados foram confirmados em acesso aos *sites* das empresas proprietárias das 87 usinas selecionadas, sendo constatado que, para algumas, os dados fornecidos pelo SIPOT eram divergentes dos disponibilizados nos *sites*, nestes casos, prevaleceram os valores referenciados pelas empresas.

Para um melhor entendimento, a potência instalada representa a capacidade máxima que uma unidade geradora pode produzir. A potência instalada, dentre outros fatores, exerce forte influência sobre o total da geração de energia de uma UHE, pois, a relação entre as duas variáveis é diretamente proporcional, isto é, teoricamente, quanto maior a potência instalada maior será a capacidade de geração de energia. Em condições de *ceteris paribus*⁴⁷, para unidades que sejam equivalentes em potência instalada, será mais eficiente aquela que gerar mais energia (*output*). Também neste ponto, mantidas as demais variáveis constantes,

⁴⁷ Mantendo-se todos os demais fatores constantes.

quanto menor for a potência instalada de uma dada DMU necessária para produzir um determinado montante de energia (*output*), mais eficiente ela será com relação às demais.

Na revisão da literatura correlata esta variável foi considerada como insumo nos trabalhos de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005), Alemán e Cáceres (2002), Yunos e Hawdon (1997) e Sueyoshi e Goto (2001). E, no trabalho de İlhan Or (2005), foi considerada como um dos dois *outputs* utilizados em sua análise, o que demonstra que dependendo do modo de como se enxerga a variável ela pode ser utilizada como insumo ou produto.

I.2) Altura de Queda em metros: esses dados também foram obtidos no sistema SIPOT, disponibilizado no *site* da Eletrobrás, considerando como data-base o mês de julho de 2005.

Segundo Fortunato et al. (1990), a potência gerada em uma usina hidrelétrica depende de duas variáveis, a vazão turbinada e altura líquida de queda⁴⁸. Mas, os dados disponíveis no SIPOT não possuíam as informações das perdas ocasionadas durante o trajeto de queda para obtenção da altura líquida, então foi realizada uma aproximação, sendo a variável altura de queda considerada como a diferença entre o nível de água máximo normal a montante e o nível de água normal à jusante das unidades geradoras.

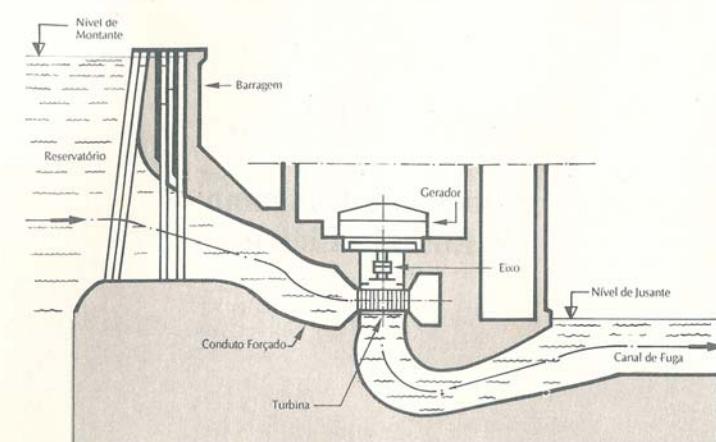
A altura de queda foi utilizada como insumo no estudo de Sant' Anna e Estelita (1998), sendo chamada na ocasião de queda representativa (diferença entre o nível de armazenamento máximo no reservatório e o nível do canal de fuga, descontando-se as perdas hidráulicas).

E, posteriormente, no estudo realizado por Sampaio, Ramos e Sampaio (2005), onde segundo ele, para uma determinada altura de queda a hidrelétrica será tanto mais eficiente em comparação às demais, quanto mais energia gerar (*output*), mantidas as outras variáveis constantes. De outro ponto de vista, a eficiência pode ser analisada quando mantida uma dada quantidade de energia gerada (*output*) constante, será mais eficiente, frente às demais usinas, aquela unidade que possuir a menor altura de queda e conseguir produzir a quantidade de energia fixada.

A altura de queda, resumidamente, representa a diferença entre os níveis de água a montante e a jusante. O nível de água a montante é o nível do reservatório

⁴⁸ A altura líquida de queda corresponde à altura bruta menos as perdas de altura causadas pelas grades, entrada da adutora, válvulas, redução de diâmetro, curvas etc.

ou do rio, enquanto que o de jusante é o nível do canal de descarga ou canal de fuga⁴⁹. A Figura 5.1 ilustra essa diferença, pelo perfil simplificado de uma UHE.



Fonte: Fortunato et al., p. 34 (1990).

Figura 5.1 – Perfil Simplificado de uma Usina Hidrelétrica

I.3) Idade da Planta de Geração em meses: os dados relativos a este insumo foram obtidos nos *sites* das empresas proprietárias das 87 UHEs utilizadas como escopo no estudo e/ou em *sites* de pesquisas na *internet*. Padronizou-se que a idade de cada usina foi obtida considerando a data de início de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora, iniciando-se a contagem dos meses a partir do mês de janeiro do ano seguinte, e o fim da contagem dos meses encerrando-se em dezembro de 2005, ano de obtenção das demais variáveis.

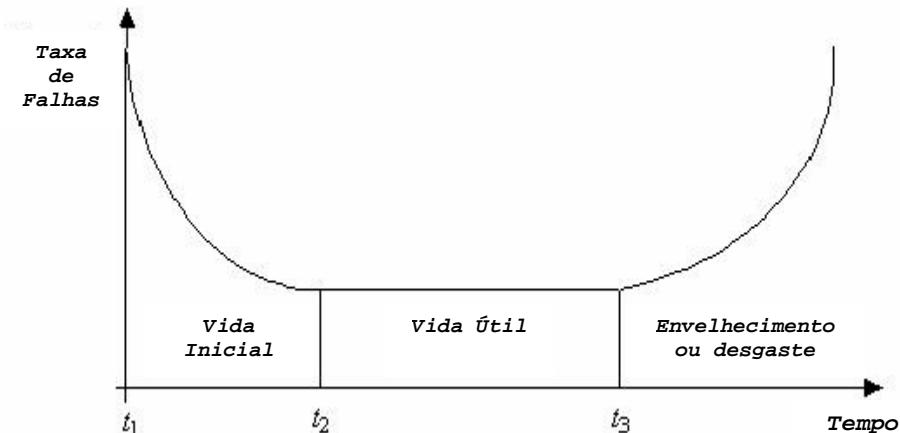
A relevância da “idade da usina”, em ser considerada como insumo da energia gerada (*output*), pode ser explicada pelo modelo conhecido como “Curva da Banheira”. Este modelo pode ser aplicado nas plantas de geração de energia hidrelétrica, relacionando a função de risco de ocorrência de falhas com o tempo de vida dos equipamentos e componentes mecânicos das usinas. O modelo divide a vida operacional de um determinado equipamento em 3 estágios.

- Estágio 1: vida inicial, quando ocorrem falhas precoces devido a peças defeituosas ou uso inadequado. É uma região de alta incidência de falhas, porém a tendência é que a taxa seja decrescente.

⁴⁹ Prosseguimento do rio, após o processo de geração de energia.

- Estágio 2: vida útil, onde a ocorrência de falhas é relativamente estável no tempo, sendo a maioria causada por fatores aleatórios normais.
- Estágio 3: envelhecimento ou desgaste, quando o equipamento passa a apresentar desgaste acentuado e as falhas passam a ocorrer com maior freqüência à medida que a peça se aproxima do final de sua vida útil.

A Figura 5.2 demonstra os 3 estágios acima citados da “Curva da Banheira”.



Fonte: elaboração própria (2007).

Figura 5.2 – “Curva da Banheira” e seus Estágios

Em síntese, para o modelo da “Curva da Banheira”, a unidade geradora que estiver no primeiro ou terceiro estágio terá, teoricamente, um maior nível de incidência de falhas, o que por sua vez fará com que a produção de energia seja prejudicada, devido ao período de tempo despendido para o retorno do normal funcionamento dos equipamentos, considerando que as demais variáveis envolvidas no processo de geração permaneçam inalteradas.

A tecnologia adotada nas usinas representa outro fator preponderante como justificativa para utilização da idade da planta de geração de energia como insumo da quantidade de energia gerada (*output*). Se considerarmos a tecnologia envolvida nas unidades mais recentes é possível inferir que usinas mais jovens, em geral, devem apresentar uma maior eficiência em comparação às unidades mais antigas, equivalentes nos demais insumos.

Na literatura correlata, a idade da planta de geração foi utilizada como insumo no estudo de Alemán e Cáceres (2002). Variáveis semelhantes foram utilizadas como insumos nos estudos de Pollitt (1996) e Ilhan Or (2005), a idade do gerador e o tempo de construção, respectivamente.

I.4) Energia Assegurada em MW médio: esses dados foram encontrados no BIG, disponível no *site* da ANEEL, posição atualizada para 2007. Mas, apesar de serem dados relativos a 2007, poucas mudanças ocorreram, entre os anos de 2005 – ano do escopo – e 2007, pois, a legislação que homologou os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste foi a Resolução ANEEL nº 453, de 30 de dezembro de 1998, e da Região Sul foi a Resolução ANEEL nº 268, de 13 de agosto de 1998. Além disso, a metodologia de cálculo para a determinação da energia assegurada (garantia física) dos agentes geradores de energia elétrica foi contemplada pela Portaria nº 303, do Ministério de Minas e Energia, de 18 de novembro de 2004. Logo, todo o arcabouço legal foi anterior a 2005, refletindo a validade da informação. As alterações ocorridas foram exceções para aquelas usinas que pediram revisão, por repotenciação de suas unidades geradoras.

A energia assegurada ou garantia física tem influência direta na geração de energia de cada usina, pois, representa sinteticamente uma quantidade de energia, estabelecida pelo governo, que cada usina ou agente deve se comprometer a fornecer para garantia do suprimento de energia do país de forma confiável. A metodologia de cálculo da energia assegurada dos aproveitamentos do SIN foi estabelecida na Portaria nº 303, considerando algumas diretrizes básicas, dentre elas:

- configuração do sistema gerador compreendendo as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes, bem como as usinas hidrelétricas com concessão outorgada, exceto aquelas que apresentam restrições de natureza relevantes, revisão de projetos ou solicitação de cancelamento de outorga, e as usinas termelétricas autorizadas e/ou aptas para entrar em operação pela ANEEL. Esta configuração é denominada “Configuração Hidrotérmica”;
- risco de déficit de energia de, no máximo, 5% ao ano, compatível com o critério de garantia de suprimento definido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE;
- rateio da energia assegurada do conjunto das usinas hidrelétricas da configuração, com base nas energias firmes⁵⁰ dessas usinas.

⁵⁰ Energia firme corresponde à energia média gerada no período crítico do SIN (junho de 1949 a novembro de 1956).

Contudo, cabem alguns esclarecimentos acerca dos ajustes necessários para obtenção deste insumo para todas as UHEs selecionadas no estudo.

As usinas de Apolônio Sales (Moxotó), Paulo Afonso I, II, III e IV, todas de propriedade da CHESF, estavam reunidas em um só complexo, para determinação de suas correspondentes energias asseguradas pela ANEEL, enquanto que para o estudo elas estavam segregadas. Em contato com profissionais da referida empresa não foi possível obter essas informações individualizadas por usina, devido à proximidade entre as unidades e por elas aproveitarem praticamente o mesmo reservatório, todas foram reunidas em um único complexo pela ANEEL quando da determinação da energia assegurada.

Situação semelhante aconteceu com as usinas Três Irmãos e Ilha Solteira, ambas de propriedade de Furnas, pois o Canal Pereira Barreto, com 9.600 m de comprimento, interliga os reservatórios das duas usinas, propiciando a operação energética integrada dos dois aproveitamentos hidrelétricos.

Logo, em ambos os casos, na tentativa de individualizar a energia assegurada para cada usina, utilizou-se o seguinte critério: obteve-se a potência instalada total de cada complexo e, em seguida, o percentual de cada usina sobre o total de potência instalada. De posse deste percentual e da energia assegurada total, divulgada para o respectivo complexo pela ANEEL, foi multiplicado o percentual obtido pelo total da energia assegurada, obtendo uma aproximação da parcela de energia assegurada para cada unidade geradora.

Variáveis similares à energia assegurada (garantia física) foram utilizadas como produtos no estudo de Sant' Anna e Estelita (1998), a energia firme e a potência garantida, pois partem do mesmo princípio e foram contemporaneamente definidas no mesmo período pelo governo.

Diferentemente dos trabalhos anteriores, o presente estudo se propõe a utilizar insumo antes não utilizado, julgado específico ao segmento de geração de energia hidrelétrica nacional, no caso a energia assegurada. Além disso, foi adicionado mais um produto, a capacidade de utilização em relação à potência instalada (%), chamado de produtividade (produto 2), na análise da eficiência de cada unidade geradora, já que, em geral, nos estudos anteriores, a respeito da eficiência de unidades geradoras hidrelétricas, foi utilizado apenas um produto como *output*.

Espera-se que a inserção de novas variáveis e a utilização de um número maior de DMUs possam fornecer maior confiabilidade na determinação do *status* de eficiência/ineficiência das unidades geradoras.

As 87 usinas hidrelétricas brasileiras selecionadas para a análise de suas eficiências estão destacadas no Anexo II, com seus insumos e produtos correspondentes.

A seguir, quadro resumo demonstrativo de algumas estatísticas encontradas para cada variável utilizada como insumo ou produto no estudo.

Quadro 5.1 – Medidas Estatísticas Encontradas para cada Variável

Medidas Estatísticas	Potência Instalada (MW)	Altura de Queda (m)	Idade da Planta (meses)	Energia Assegurada (MW)	Energia Gerada (MW)	Produtividade
Média	672,97	90,97	303,45	367,23	368,42	0,55
Valor máximo	5700	754,3	972	4046	2710,77	0,9
Valor mínimo	52	14,8	12	28	22,63	0,09
Variância	770.682,97	13.570,77	46.387,79	304.632,95	242.625,59	0,02
Desvio Padrão	877,89	116,49	215,38	551,94	492,57	0,15

Fonte: elaboração própria (2007).

No capítulo seguinte serão comentados os resultados obtidos mediante a aplicação do programa EMS que demonstra a medida de eficiência da metodologia DEA para cada UHE.

6. RESULTADOS OBSERVADOS

Os índices de eficiência de cada uma das 87 UHEs em análise foram obtidos com o auxílio do programa EMS, versão 1.3.0, Scheel (2000), que emprega a metodologia DEA e seus modelos tradicionais DEA-CCR e DEA-BCC. No Anexo III as UHEs foram segregadas por empresas, demonstrando os índices encontrados para cada uma das 87 UHEs selecionadas.

A aferição dos índices de eficiência foi realizada, utilizando, primeiramente, 6 variáveis (4 insumos e 2 produtos), e depois 5 variáveis (4 insumos e 1 produto), em ambas as situações sob a ótica da orientação insumo (*input*). A variável excluída na segunda análise foi a produtividade, que representa um índice criado oriundo da relação entre a energia gerada e a potência instalada, conforme já explicado anteriormente. Inicialmente, definida como um dos produtos (*outputs*) no modelo, esta variável foi retirada da análise devido ao fato de que um elevado número de unidades foi considerado eficiente para ambos os modelos, pois, na hipótese de 6 variáveis, o modelo DEA-CCR destacou 19 UHEs, ou 21,84% das unidades avaliadas, com 100% de eficiência e o modelo DEA-BCC destacou 27 UHEs, 31,03% das unidades em análise, portanto, denotando que a própria variável pode ser caracterizada por si só um índice de eficiência.

No Quadro 6.1 é possível visualizar as UHEs consideradas 100% eficientes, utilizando as 6 variáveis, em ambos os modelos.

Quadro 6.1 – Usinas Hidrelétricas Eficientes com 6 Variáveis

EMPRESA	USINA	MODELOS (6 VARIÁVEIS)	
		DEA-CCR	DEA-BCC
CEMIG	ITUTINGA	100,00%	100,00%
	QUEIMADO	100,00%	100,00%
CHESF	PAULO AFONSO 4		100,00%
	XINGÓ	100,00%	100,00%
LIGHT ENERGIA	NILO PEÇANHA 1		100,00%
	SANTA BRANCA		100,00%
COPEL GERAÇÃO	BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO		100,00%
	SALTO CAXIAS	100,00%	100,00%
AES TIETÊ	BARRA BONITA		100,00%
	CACONDE		100,00%
DUKE ENERGY	LUCAS NOGUEIRA GARCEZ (Salto Grande CS)	100,00%	100,00%
	ROSANA	100,00%	100,00%
CESP	ILHA SOLTEIRA	100,00%	100,00%
	PORTO PRIMAVERA	100,00%	100,00%
CBA	SOUZA DIAS (Jupiá)	100,00%	100,00%
	CANOAS I	100,00%	100,00%

	CANOAS II	100,00%	100,00%
	MACHADINHO		100,00%
	PIRAJU	100,00%	100,00%
CEEE - RS	JACUÍ	100,00%	100,00%
	PASSO REAL	100,00%	100,00%
Cia. ENERGÉTICA SANTA CLARA	SANTA CLARA	100,00%	100,00%
DONA FRANCISCA	DONA FRANCISCA	100,00%	100,00%
ELETRONORTE	TUCURUÍ 1 e 2		100,00%
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA	ITAPEBI	100,00%	100,00%
ROSAL ENERGIA	ROSAL	100,00%	100,00%
SIDERÚRGICA BARRA MANSA	SOBRAGI	100,00%	100,00%
TOTAL DE USINAS		19	27

Fonte: elaboração própria (2007).

Após a retirada da variável produtividade, observou-se que: o número de DMUs tidas como eficientes no modelo DEA-CCR diminui para apenas 8, correspondendo a 9,20% do total de unidades, enquanto que o número de UHEs com 100% de eficiência para o modelo DEA-BCC permaneceu o mesmo.

O Quadro 6.2 destaca as UHEs consideradas eficientes, utilizando as 5 variáveis.

Quadro 6.2 – Usinas Hidrelétricas Eficientes com 5 Variáveis

EMPRESA	USINA	MODELOS (5 VARIÁVEIS)	
		DEA-CCR	DEA-BCC
CEMIG	ITUTINGA		100,00%
	QUEIMADO		100,00%
CHESF	PAULO AFONSO 4		100,00%
	XINGÓ	100,00%	100,00%
LIGHT ENERGIA	NILO PEÇANHA 1		100,00%
	SANTA BRANCA		100,00%
COPEL GERAÇÃO	BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO		100,00%
	SALTO CAXIAS	100,00%	100,00%
AES TIETÊ	BARRA BONITA		100,00%
	CACONDE		100,00%
DUKE ENERGY	LUCAS NOGUEIRA GARCEZ (Salto Grande CS)		100,00%
	ROSANA		100,00%
CESP	ILHA SOLTEIRA	100,00%	100,00%
	PORTO PRIMAVERA	100,00%	100,00%
	SOUZA DIAS (Jupiá)	100,00%	100,00%
CBA	CANOAS I		100,00%
	CANOAS II		100,00%
	MACHADINHO		100,00%
	PIRAJU		100,00%
CEEE - RS	JACUÍ	100,00%	100,00%
	PASSO REAL		100,00%
Cia. ENERGÉTICA SANTA CLARA	SANTA CLARA		100,00%
DONA FRANCISCA	DONA FRANCISCA	100,00%	100,00%
ELETRONORTE	TUCURUÍ 1 e 2		100,00%
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA	ITAPEBI	100,00%	100,00%
ROSAL ENERGIA	ROSAL		100,00%
SIDERÚRGICA BARRA MANSA	SOBRAGI		100,00%
TOTAL DE USINAS		8	27

Fonte: elaboração própria (2007).

Da observação dos resultados obtidos com a hipótese de 6 e 5 variáveis é possível observar que: todas as UHEs consideradas eficientes pelo modelo DEA-CCR também foram eficientes no modelo DEA-BCC, em ambas as hipóteses; as 8 UHEs eficientes, com 5 variáveis, no modelo DEA-CCR, destacadas no Quadro 6.2, também foram eficientes no modelo DEA-BCC, com 5 variáveis, e em ambos os modelos, quando consideradas as 6 variáveis.

O programa EMS fornece, ainda, individualmente para as UHEs consideradas ineficientes na análise, quais as DMUs consideradas como referência (*benchmark*). O Quadro 6.3 demonstra o número de vezes em que cada DMU considerada eficiente foi referência para as demais ineficientes, sob a hipótese de 5 variáveis nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC.

Quadro 6.3 – Usinas Hidrelétricas Eficientes e *Benchmark* com 5 Variáveis

DMU	UHE	BENCHMARK	
		DEA-CCR (Nº de vezes)	DEA-BCC (Nº de vezes)
4	BARRA BONITA		11
5	BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO		2
8	CACONDE		1
10	CANOAS I		3
11	CANOAS II		25
15	DONA FRANCISCA	16	15
28	ILHA SOLTEIRA	3	4
31	ITAPEBI	70	38
35	ITUTINGA		5
36	JACUÍ	17	2
40	LUCAS NOGUEIRA GARCEZ (Salto Grande CS)		5
43	MACHADINHO		0
50	NILO PEÇANHA 1		0
56	PASSO REAL		11
60	PAULO AFONSO 4		2
62	PIRAJU		14
65	PORTO PRIMAVERA	16	21
66	QUEIMADO		4
67	ROSAL		9
68	ROSANA		3
70	SALTO CAXIAS	24	25
74	SANTA BRANCA		0
75	SANTA CLARA		6
80	SOBRAGI		1
81	SOUZA DIAS (Jupiá)	4	3
85	TUCURUÍ 1 e 2		0
87	XINGÓ	14	6

Fonte: elaboração própria (2007).

Observa-se que, dentre as 27 UHEs que obtiveram 100% de eficiência, considerando os dois modelos (DEA-CCR e DEA-BCC), destacaram-se como referência para as demais unidades as seguintes UHEs: Itapebi, Salto Caxias, Porto Primavera, Dona Francisca e Xingó.

Considerando que a UHE Itapebi foi apontada como destaque, sendo referência para 70 UHEs, no modelo DEA-CCR, e 38 UHEs, no modelo DEA-BCC, foi efetuada uma análise adicional retirando essa UHE da amostra, com o intuito de verificar se a mesma estava se comportando como *outlier*. Com o resultado foi possível verificar que o número de UHEs eficientes no modelo DEA-CCR aumentou de 8 para 10 unidades, enquanto que, no modelo DEA-BCC, o número de UHEs eficientes permaneceu em 27 unidades. Observou-se também que todas as UHEs eficientes antes da retirada da UHE Itapebi permaneceram eficientes com a retirada. E, ainda, verificou-se que a média dos índices de eficiência obtidos em ambos os modelos aumentou. No modelo DEA-CCR subiu de 73,99% para 77,76% e no modelo DEA-BCC a média saltou de 84,86% para 85,84%. Os índices de cada UHE e a média dos índices desta análise estão demonstrados no Anexo IV. Concluindo, a presença da UHE Itapebi não altera significativamente o grau de eficiência das demais UHEs, ou seja, não há um grande número de UHEs que se tornam eficientes com a exclusão de Itapebi.

No Quadro 6.3 também é possível observar que 4 UHEs eficientes – Machadinho, Nilo Peçanha 1, Santa Branca e Tucuruí 1 e 2 –, cujos índices obtidos pelo programa EMS foram de 100%, não foram consideradas como referência para quaisquer das unidades. Isto ocorre porque algumas empresas só conseguem ser julgadas eficientes através de seus próprios critérios, ou seja, não compõem o conjunto referência de uma DMU ineficiente, estas são conhecidas pela literatura correlata como eficientes isoladas.

Os índices de eficiência obtidos utilizando a hipótese de 5 variáveis nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC foram estratificados por quartil de eficiência, conforme demonstrado na Tabela 6.1.

Analizando a distribuição dos índices de eficiência, de acordo com a Tabela 6.1 e os Gráficos 6.1 e 6.2, que apresentam os histogramas⁵¹ das distribuições para os modelos DEA-CCR e DEA-BCC, respectivamente, é possível considerar a

⁵¹ Histograma é uma representação gráfica de uma tabela de distribuição de freqüências.

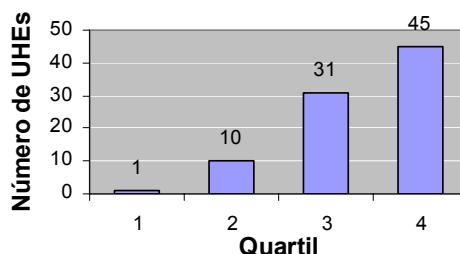
existência de uma certa assimetria à direita para ambos os modelos DEA, isto significa dizer que boa parte dos índices obtidos se concentra próxima aos 100% de eficiência, portanto acima da média.

Tabela 6.1 – Estratificação dos Índices de Eficiência nos Modelos DEA-CCR e DEA-BCC

Quartil de Eficiência	Nº de UHEs		Nº de UHEs	
	DEA-CCR	(%)	DEA-BCC	(%)
1º Quartil (até 25%)	1	1,15	0	0,00
2º Quartil (até 50%)	10	11,50	4	4,60
3º Quartil (até 75%)	31	35,63	19	21,84
4º Quartil (até 100%)	45	51,72	64	73,56
Total	87	100,0	87	100,0

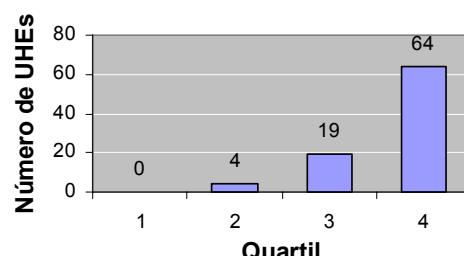
Fonte: elaboração própria (2007).

Gráfico 6.1 – Histograma da Distribuição dos Índices de Eficiência (DEA-CCR)



Fonte: elaboração própria (2007).

Gráfico 6.2 – Histograma da Distribuição dos Índices de Eficiência (DEA-BCC)



Fonte: elaboração própria (2007).

A Tabela 6.2 auxilia no entendimento da distribuição dos índices de eficiência ser assimétrica à direita, apresentando um resumo estatístico dos índices obtidos, também utilizando a hipótese de 5 variáveis, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC.

No modelo DEA-CCR 41 UHEs obtiveram índices abaixo da média de 0,7398, enquanto que no modelo DEA-BCC somente 34 tiveram índices inferiores à média de 0,8486. Isto ocorreu porque no modelo DEA-CCR os índices de eficiência são mais pulverizados, devido à restrição de retornos constantes e, sempre, menores ou iguais aos índices de eficiência no modelo DEA-BCC. Também neste último existe uma concentração ainda maior próxima à média, tanto que o desvio padrão no modelo DEA-BCC é menor do que no modelo DEA-CCR, denotando que os desvios em torno da média da distribuição são menores.

Tabela 6.2 – Resumo Estatístico dos Índices de Eficiência nos Modelos DEA-CCR e DEA-BCC

Medidas	DEA-CCR	DEA-BCC
Média	0,7398	0,8486
Mínimo	0,2159	0,2699
Máximo	1,0000	1,0000
Desvio Padrão	0,1816	0,1681

Fonte: elaboração própria (2007).

Complementarmente foram efetuadas análises de eficiência, utilizando algumas características, quanto à idade da planta de geração, ao tamanho da UHE, à altura de queda, à empresa proprietária e à localização geográfica. E, também neste capítulo, é realizada uma comparação entre as UHEs fio d'água e UHEs com reservatório, além de confrontação dos resultados obtidos com os resultados do estudo de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005).

6.1. Análise dos Índices de Eficiência pelo Tempo de Operação da UHE

Esta análise envolve uma das variáveis definidas como insumo no modelo, chamada de Idade da Planta de geração. Para segregar as UHEs em subgrupos foi definido que: UHEs com até 180 meses (15 anos) de operação foram chamadas de

recentes; aquelas UHEs que tivessem mais de 180 e até 360 meses (15 a 30 anos) de operação ficaram conhecidas como intermediárias; e as UHEs que estivessem em operação com mais de 360 meses (30 anos) foram denominadas de antigas.

Os critérios definidos para contagem do tempo de operação em meses foram os mesmos adotados para o correspondente insumo utilizado no modelo em cada UHE, quando da aferição dos índices de eficiência.

O Quadro 6.4 destaca o número de UHEs, por subgrupo, que obtiveram 100% como resultado em seus índices de eficiência, na hipótese de 5 variáveis, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC.

Quadro 6.4 – UHEs Eficientes pelo Tempo de Operação com 5 Variáveis

UHE por Tempo de Operação em meses	Número de UHEs	Nº de UHEs Eficientes (5 variáveis)		% de UHEs Eficientes	
		CCR	BCC	CCR	BCC
Recente (IP <= 180)	32	5	14	15,62%	43,75%
Intermediária (180 < IP <= 360)	19	0	4	0%	21,05%
Antiga (IP > 360)	36	3	9	8,33%	25,00%
Total	87	8	27	9,20%	31,03%

Fonte: elaboração própria (2007).

Através dos resultados obtidos neste quadro pode-se afirmar que as UHEs recentes apresentam melhores índices de eficiência em relação às demais categorias, em ambos os modelos, com 15,62% e 43,75% de unidades eficientes, respectivamente, no modelo DEA-CCR e DEA-BCC. Uma das explicações para este acontecimento está na atualização tecnológica que acontecem nos equipamentos e nos processos produtivos das usinas mais recentes.

Enquanto que os piores desempenhos foram atribuídos às UHEs intermediárias com 0% de unidades eficientes no modelo DEA-CCR e apenas 21,05% unidades eficientes no modelo DEA-BCC.

Uma observação complementar, quanto à avaliação da eficiência das UHEs, considerando o tempo de operação, pode ser obtida no Quadro 6.5, o qual destaca os índices médios de eficiência atribuídos a cada subgrupo.

Como explicação ressalta-se que a média de eficiência das UHEs, por tempo de operação, foi obtida através da relação entre o somatório dos índices de

eficiência atribuídos a cada UHE, pertencente a uma determinada categoria, e o número de UHE enquadradas na mesma.

No Quadro 6.5 pode-se observar que os melhores desempenhos foram das UHEs intermediárias, no modelo DEA-CCR, e das UHEs recentes, no modelo DEA-BCC, pois obtiveram maiores índices médios de eficiência com, respectivamente, 80% e 88,74%.

Quadro 6.5 – Média de Eficiência das UHEs pelo Tempo de Operação com 5 Variáveis

UHE por Tempo de Operação em meses	Número de UHEs	Média de Eficiência das UHEs (5 variáveis)	
		DEA-CCR	DEA-BCC
Recente ($IP \leq 180$)	32	73,87%	88,74%
Intermediária ($180 < IP \leq 360$)	19	80,00%	88,00%
Antiga ($IP > 360$)	36	70,92%	79,75%
Total Médio de Eficiência (87 UHEs)	87	73,99%	84,86%

Fonte: elaboração própria (2007).

Essa melhora de desempenho observada no índice médio de eficiência das UHEs intermediárias é devido ao fato de que mesmo possuindo poucas unidades eficientes, o conjunto das UHEs intermediárias apresenta bons índices e uma menor variabilidade que as demais categorias, possuindo assim um melhor desempenho médio, em relação às outras.

Também é possível observar que as UHEs antigas foram as que apresentaram piores desempenhos, em ambos os modelos, com relação ao índice médio de eficiência.

6.2. Análise dos Índices de Eficiência por MW Instalado

Para comparação das unidades analisadas as UHEs foram divididas em subgrupos de acordo com a potência instalada, onde: UHE com potência instalada menor ou igual a 300 MW foi considerada como pequena, ou de pequeno porte; UHE com potência instalada maior que 300 e até 1000 MW foi considerada como

média, ou de médio porte; e UHE com potência instalada superior a 1000 MW foi determinada como grande, ou de grande porte.

O Quadro 6.6 destaca o número de UHEs que obtiveram 100% como resultado em seus índices de eficiência, na hipótese de 5 variáveis, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC.

Quadro 6.6 – UHEs Eficientes por MW Instalado com 5 Variáveis

UHE por Potência Instalada em MW	Número de UHEs	Nº de UHEs Eficientes (5 variáveis)		% de UHEs Eficientes	
		CCR	BCC	CCR	BCC
Pequena ($PI \leq 300 \text{ MW}$)	40	2	15	5,00%	37,50%
Média ($300 \text{ MW} < PI \leq 1000 \text{ MW}$)	24	1	3	4,16%	12,50%
Grande ($PI > 1000 \text{ MW}$)	23	5	9	21,74%	39,13%
Total	87	8	27	9,20%	31,03%

Fonte: elaboração própria (2007).

Neste quadro é possível inferir que as UHEs de médio porte apresentaram o pior desempenho dentre as três categorias em análise, em ambos os modelos, com apenas 4,16% das unidades eficientes no modelo DEA-CCR e 12,50% no modelo DEA-BCC. Além disso, podemos concluir que as UHEs de grande porte, conforme esperado, devido à influência direta que a potência instalada tem sobre a energia gerada, foram as que obtiveram maiores percentuais de unidades eficientes em ambos os modelos com 21,74% e 39,13%, respectivamente, no modelo DEA-CCR e DEA-BCC.

O Quadro 6.7 ajuda a convalidar as observações mencionadas acima. Para tanto, são demonstrados os índices médios de eficiência segregados por categoria.

A média de eficiência por MW instalado foi obtida através da relação entre o somatório dos índices de eficiência atribuídos a cada UHE, pertencente a uma determinada categoria, e o número de UHE enquadradas na mesma.

No Quadro 6.7 também se pode observar que os melhores desempenhos são das UHEs de grande porte, pois obtiveram maiores índices médios de eficiência em ambos os modelos. Mas, quanto às UHEs que apresentaram piores desempenhos há uma ressalva. Agora existe divergência entre os modelos, no modelo DEA-CCR o

pior índice médio de eficiência ficou por conta das UHEs de pequeno porte com 68,66%, enquanto que, no modelo DEA-BCC, a exemplo da análise anterior, as UHEs de médio porte foram as de pior desempenho com 78,20% de índice médio de eficiência.

Quadro 6.7 – Média de Eficiência das UHEs por MW Instalado com 5 Variáveis

UHE por Potência Instalada em MW	Número de UHEs	Média de Eficiência das UHEs (5 variáveis)	
		DEA-CCR	DEA-BCC
Pequena ($PI \leq 300 \text{ MW}$)	40	68,66%	86,26%
Média ($300 \text{ MW} < PI \leq 1000 \text{ MW}$)	24	71,22%	78,20%
Grande ($PI > 1000 \text{ MW}$)	23	86,14%	89,37%
Total Médio de Eficiência (87 UHEs)	87	73,99%	84,86%

Fonte: elaboração própria (2007).

6.3. Análise dos Índices de Eficiência pela Altura de Queda da UHE

Um dos insumos definidos no modelo foi a altura de queda. Para comparação das unidades analisadas, relativamente a este insumo, as UHEs foram segregadas em três categorias: baixa altitude da represa, até 45 metros; média altitude da represa, com altura de queda maior que 45 e até 90 metros; e grande altitude para aquelas UHEs que possuam mais de 90 metros de altura de queda.

No Quadro 6.8 é possível enxergar o número de UHEs que obtiveram 100% como resultado em seus índices de eficiência, na hipótese de 5 variáveis, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC.

Observa-se que as UHEs com elevada altura de queda foram as que apresentaram o pior desempenho dentre as três categorias em análise, no modelo DEA-CCR com apenas 7,14% de unidades eficientes. Enquanto que no modelo DEA-BCC quem pior se saiu foi a categoria das UHEs consideradas de média altura de queda, pois estas obtiveram somente 24,14% de suas unidades eficientes. Além disso, apesar de considerarmos inesperado, pode-se verificar que as UHEs de média altura de queda, no modelo DEA-CCR, e baixa altura de queda no modelo

DEA-BCC, foram as categorias que obtiveram um maior número de unidades eficientes com 10,34% e 36,67%, respectivamente.

Quadro 6.8 – UHEs Eficientes por Altura de Queda com 5 Variáveis

Altura de Queda da UHE em metros	Número de UHEs	Nº de UHEs Eficientes (5 variáveis)		% de UHEs Eficientes	
		CCR	BCC	CCR	BCC
Baixa (AQ <= 45m)	30	3	11	10,00%	36,67%
Média (45m < AQ <= 90m)	29	3	7	10,34%	24,14%
Grande (AQ > 90m)	28	2	9	7,14%	32,14%
Total	87	8	27	9,20%	31,03%

Fonte: elaboração própria (2007).

Uma análise complementar foi realizada, a qual se encontra destacada no Quadro 6.9. Para tanto, são demonstrados os índices médios de eficiência segregados por altura de queda da represa.

Quadro 6.9 – Média de Eficiência das UHEs por Altura de Queda com 5 Variáveis

Altura de Queda da UHE em metros	Número de UHEs	Média de Eficiência das UHEs (5 variáveis)	
		DEA-CCR	DEA-BCC
Baixa (AQ <= 45m)	30	75,21%	90,81%
Média (45m < AQ <= 90m)	29	70,74%	78,02%
Grande (AQ > 90m)	28	76,05%	85,56%
Total Médio de Eficiência (87 UHEs)	87	73,99%	84,86%

Fonte: elaboração própria (2007).

A média de eficiência por categoria de altura de queda foi obtida utilizando os mesmos critérios adotados para as análises anteriores.

Doravante, analisando o Quadro 6.9 que utiliza o critério da média de eficiência das unidades pertencentes a cada categoria, pode-se observar que os melhores desempenhos são das UHEs de grande altura de queda, diferentemente

do apontado anteriormente, para o modelo DEA-CCR, e baixa altura de queda, confirmando a informação anteriormente obtida, para o modelo DEA-BCC. E, quanto às UHEs que apresentaram piores índices médios de eficiência, em ambos os modelos, o pior desempenho foi das UHEs consideradas de média altura de queda com 70,74%, no modelo DEA-CCR, e 78,02% no modelo DEA-BCC.

6.4. Análise dos Índices de Eficiência por Empresa Proprietária da UHE

A análise, até o momento, baseou-se em comparações entre as UHEs individualmente. Para se ter idéia de como as empresas estão comparativamente às demais em termos de eficiência, as 87 UHEs selecionadas na amostra foram agrupadas por empresa proprietária.

Esta verificação dos índices de eficiência, na tentativa de comparar as unidades equivalentes, procedeu da seguinte forma: as 7 empresas proprietárias de 5 ou mais UHEs contidas na amostra formaram um primeiro subgrupo; as 5 empresas proprietárias de 2 a 4 UHEs selecionadas formaram um outro subgrupo; e, as 17 empresas que possuíam apenas 1 UHE pertencente à amostra foram agrupadas no terceiro subgrupo.

Segregadas desta forma os resultados encontrados estão destacados no Quadro 6.10, na hipótese de 5 variáveis, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC. Os valores de eficiência obtidos são índices médios, entre os modelos e as UHEs, para aquelas empresas que possuíam mais de uma UHE. E, para empresas proprietárias de apenas uma UHE selecionada, a média total corresponde à média aritmética dos dois modelos utilizados. Dados estatísticos adicionais sobre as empresas selecionadas que possuem mais de uma UHE podem ser encontrados no Anexo V.

De acordo com os índices médios obtidos verificou-se que, dentre as empresas pertencentes ao primeiro subgrupo, com 5 ou mais UHEs, destacaram-se nessa ordem: Duke Energy e Cesp. No segundo subgrupo, cujas empresas são proprietárias de 2 a 4 UHEs, em posição de destaque estiveram: CEEE e CBA. E, para as empresas do terceiro subgrupo, as empresas que se sobressaíram foram aquelas que obtiveram 100% de eficiência em ambos os modelos: Dona Francisca e Itapebi.

Quadro 6.10 – Média dos Índices das UHEs por Empresa com 5 Variáveis

EMPRESA (Nº de USINAS)	MODELOS (5 VARIÁVEIS)		
	DEA-CCR	DEA-BCC	Média Total
CEMIG (11)	77,20%	86,66%	81,93%
FURNAS (10)	66,14%	69,96%	68,05%
CHESF (9)	63,25%	70,51%	66,88%
AES TIETÊ (8)	72,86%	89,43%	81,15%
DUKE ENERGY (6)	79,50%	89,45%	84,47%
CESP (5)	79,75%	84,77%	82,26%
LIGHT ENERGIA (5)	59,76%	78,91%	69,34%
CBA (4)	83,02%	100,00%	91,51%
COPEL GERAÇÃO (4)	86,22%	91,07%	88,65%
CEEE - RS (3)	92,03%	94,60%	93,31%
TRACTEBEL (3)	79,67%	82,00%	80,84%
CVRD (2)	73,12%	95,85%	84,48%
CDSA (1)	87,70%	89,29%	88,50%
Cia. ENERGÉTICA SANTA CLARA (1)	61,81%	100,00%	80,91%
Cia. SIDERÚRGICA BELGO MINEIRA (1)	56,53%	69,64%	63,09%
Cia. ENERGÉTICA MERIDIONAL (1)	82,92%	99,26%	91,09%
DONA FRANCISCA (1)	100,00%	100,00%	100,00%
ELETRONORTE (1)	79,03%	100,00%	89,52%
EMAE (1)	42,81%	47,91%	45,36%
ENERGEST (1)	85,47%	93,57%	89,52%
ITÁ ENERGIA (1)	85,57%	87,24%	86,41%
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA (1)	100,00%	100,00%	100,00%
ITIQUIRA ENERGÉTICA (1)	88,67%	92,17%	90,42%
QUEIROZ GALVÃO (1)	56,47%	98,81%	77,64%
REDE LAJEADO ENERGIA S/A (1)	64,79%	93,72%	79,26%
ROSAL ENERGIA (1)	85,95%	100,00%	92,98%
SÁ CARVALHO (1)	69,86%	84,84%	77,35%
SIDERÚRGICA BARRA MANSA (1)	73,05%	100,00%	86,53%
TANGARÁ ENERGIA (1)	40,60%	82,59%	61,60%

Fonte: elaboração própria (2007).

Outra abordagem de análise pode ser realizada por subgrupo. O índice encontrado, demonstrado na Tabela 6.3, é a média aritmética dos índices médios totais destacados no Quadro 6.10 para cada empresa pertencente ao subgrupo.

Tabela 6.3 – Índices Médios de Eficiência por Subgrupo

Subgrupo	Índice Médio
Empresas com 5 ou + UHEs	76,30%
Empresas com 2 a 4 UHEs	87,76%
Empresas com 1 UHE	82,36%

Fonte: elaboração própria (2007).

Por subgrupo, considerando-se os dois modelos, DEA-CCR e DEA-BCC, na hipótese de 5 variáveis, observa-se que as empresas proprietárias de 2 a 4 UHEs pertencentes à amostra possuíram um índice médio mais elevado, alcançando 87,76% de eficiência. Enquanto que o pior desempenho está no primeiro subgrupo, empresas proprietárias de 5 ou mais UHEs, com um índice médio de eficiência de 76,30%. Isto se explica, em parte, pelo fato de que as empresas com um maior número de unidades estão mais propícias à ineficiência do que as empresas com menor quantidade de UHEs, pois estas são mais centralizadas do que aquelas em suas atividades e conseguem convergir esforços produtivos em poucas unidades, selecionando, também, os locais mais indicados para produção de energia.

6.5. Análise dos Índices de Eficiência pela Localização Geográfica da UHE

Neste tópico, para verificação dos índices de eficiência pela localização geográfica, as 87 UHEs selecionadas foram distribuídas, conforme o caso, dentre as 5 regiões geográficas nacionais: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Vale ressaltar que aquelas UHEs que se encontram localizadas na fronteira entre Estados de regiões distintas, utilizando informações do sistema SIPOT, da Eletrobrás, foram consideradas pertencentes a ambas as regiões.

Das UHEs selecionadas 73 estão localizadas geograficamente em um ou mais Estados de uma mesma região, enquanto que 14 estão na fronteira entre Estados localizados em regiões distintas. Uma curiosidade é que todas essas 14 UHEs estão em região de divisa sempre entre a região Sudeste e outra região. As unidades analisadas estão distribuídas por região conforme descrito na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Distribuição por Região Geográfica das UHEs Selecionadas

Região(ões)	Nº de UHEs
Norte	2
Nordeste	10
Sudeste	40
Sul	13
Centro-Oeste	8
Sudeste / Sul	7
Sudeste / Nordeste	1
Sudeste / Centro-oeste	6

Fonte: elaboração própria (2007).

Inicialmente foi obtido um índice de eficiência para cada UHE, com base na média aritmética dos índices obtidos nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC, sob a hipótese de 5 variáveis.

De posse deste índice foi encontrada a eficiência média de cada região, através também da média aritmética dos índices obtidos anteriormente para cada unidade. Os resultados encontrados de eficiência por região geográfica encontram-se demonstrados no Quadro 6.11.

Quadro 6.11 – Índices de Eficiência por Região Geográfica com 5 Variáveis

Região	Média	Nº de UHEs ⁵²
Norte	84,39%	2
Nordeste	71,17%	11
Sudeste	79,64%	54
Sul	88,39%	20
Centro-Oeste	81,97%	14

Fonte: elaboração própria (2007).

Na análise por região geográfica observa-se que as UHEs localizadas na região Sul obtiveram um resultado médio de eficiência superior às demais regiões do País, com 88,39%. No outro extremo, as UHEs da região Nordeste foram as que apresentaram pior desempenho com um índice médio de 71,17% de eficiência.

6.6. Análise dos Índices de Eficiência das UHEs com Reservatório e Fio d'água

Para esta análise, as 87 UHEs da amostra foram segregadas em duas categorias: com reservatório e fio d'água⁵³. Os dados foram obtidos no documento intitulado: Diagrama Esquemático das UHEs do SIN, disponível no site do ONS. Vale salientar que a UHE Volta Grande foi excluída desta análise pelo fato de ser dividida em 2 unidades, sendo uma com reservatório e outra fio d'água. Das demais 86 UHEs, 38 possuem reservatório e 48 são fio d'água.

⁵² Neste número de UHEs considerado por região, as UHEs pertencentes a Estados de regiões distintas foram contabilizadas para ambas as regiões.

⁵³ Usinas fio d'água são aquelas hidrelétricas que operam sem um reservatório de volume significativo para o armazenamento de água.

Em linhas gerais, observa-se que as UHEs fio d'água obtiveram melhores índices de eficiência do que as UHEs com reservatório. Os modelos DEA-CCR e DEA-BCC, conforme demonstrado anteriormente no Quadro 6.2, consideraram 8 e 27 UHEs como eficientes, respectivamente, para a hipótese com 5 variáveis. Destas, 6 UHEs, no modelo DEA-CCR, e 17 UHEs, no modelo DEA-BCC, são fio d'água, representando, aproximadamente, 75% e 63% do total de unidades eficientes em cada modelo. O Quadro 6.12 resume os números e percentuais apresentados.

Quadro 6.12 – UHEs Eficientes com Reservatório e Fio d'água com 5 Variáveis

Categoria	Número de UHEs	Nº de UHEs Eficientes (5 variáveis)		% de UHEs Eficientes	
		CCR	BCC	CCR	BCC
Fio d'água	48	6	17	75,00%	62,96%
Com Reservatório	38	2	10	25,00%	37,04%
Total	86	8	27	100,00%	100,00%

Fonte: elaboração própria (2007).

Além disso, também sob a hipótese de 5 variáveis, foi observado que os índices médios de eficiência das UHEs pertencentes à categoria fio d'água foram 73,38% e 86,51%, respectivamente, para os modelos DEA-CCR e DEA-BCC, enquanto que, para as UHEs da categoria com reservatório, os índices médios de eficiência foram 74,64% e 82,81%. Destes resultados ao considerar uma nova média entre os índices médios dos modelos pode-se verificar que as UHEs da categoria fio d'água apresentaram 79,95% de eficiência contra 78,72% de eficiência das UHEs com reservatório. Confirmando a informação de que, em nosso estudo, as UHEs fio d'água obtiveram melhor desempenho frente às UHEs com reservatório.

6.7. Análise Comparativa com os Resultados de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005)

Na tentativa de se efetuar uma comparação com estudos anteriores foi escolhido o trabalho desenvolvido por Sampaio, Ramos e Sampaio (2005), por ser mais recente e cujo objeto e escopo foram semelhantes aos utilizados neste estudo.

Sampaio, Ramos e Sampaio (2005) utilizaram 71 UHEs brasileiras, destas, 67 estavam contidas na amostra utilizada no presente estudo, salientando que 45 permaneceram de propriedade da mesma empresa e 22 foram adquiridas por outras empresas, esta movimentação ocorreu por causa do processo de privatização iniciado no fim do século passado, e compreendeu: as 16 UHEs vendidas pela CESP à AES Tietê (8 UHEs), à Duke Energy (6 UHEs) e à CBA (2 UHEs); as 3 UHEs vendidas pela Gerasul à Tractebel; as 2 UHEs vendidas parcialmente pela CEMIG à CVRD e à Companhia Siderúrgica Belgo Mineira; além de uma UHE vendida pela Escelsa, atualmente de propriedade da Energest.

Com dados relativos ao ano de 1998 e 1999 as variáveis utilizadas naquele trabalho foram: potência instalada em MW, a altura de queda em metros, o número de trabalhadores, sendo este insumo chamado de mão-de-obra, e a energia gerada em MW médio anual. As 3 primeiras variáveis foram insumos e a última o produto. As variáveis potência instalada em MW, a altura de queda em metros e a energia gerada em MW médio estão compreendidas entre as 6 contempladas no presente estudo.

Como a amostra e as variáveis utilizadas pelo estudo anterior não foram as mesmas deste trabalho é esperado que divergências aconteçam, mas, o objetivo desta seção é demonstrar as coincidências e as inconsistências mais relevantes entre os estudos, tentando, na medida do possível, explicá-las.

A Tabela 6.5 demonstra as 15 UHEs que obtiveram maiores índices de eficiência no modelo DEA-CCR, sob a hipótese de 5 variáveis, para o presente estudo.

O estudo desenvolvido por Sampaio, Ramos e Sampaio (2005) indicou como eficientes 5 UHEs no modelo DEA-CCR e 21 UHEs no modelo DEA-BCC. Observou-se que das 5 UHEs que obtiveram 100% de eficiência no modelo DEA-CCR, para o estudo anterior, 3 foram consideradas entre as 15 mais eficientes neste estudo, as UHEs Xingó, São Simão e Nilo Peçanha 1. E, ainda no modelo DEA-CCR, das 8 UHEs 100% eficientes no presente estudo, mesmo considerando que 2 entre elas não pertenceram à amostra do estudo anterior (Dona Francisca e Itapebi), outras 2 UHEs estavam entre as 15 mais eficientes na análise de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005), foram elas: Xingó e Souza Dias (Jupiá).

Tabela 6.5 – Quinze UHEs mais Eficientes, sob a Hipótese de 5 variáveis

UHE	DEA-CCR	DEA-BCC
Xingó	100,00%	100,00%
Salto Caxias	100,00%	100,00%
Ilha Solteira	100,00%	100,00%
Porto Primavera	100,00%	100,00%
Souza Dias (Jupiá)	100,00%	100,00%
Jacuí	100,00%	100,00%
Dona Francisca	100,00%	100,00%
Itapebi	100,00%	100,00%
Machadinho	96,95%	100,00%
São Simão	96,49%	96,56%
Nilo Peçanha 1	93,76%	100,00%
Passo Real	93,22%	100,00%
Paulo Afonso 4	91,66%	100,00%
Bento Munhoz da Rocha Neto	90,14%	100,00%
Salto Santiago	89,58%	94,01%

Fonte: elaboração própria (2007).

A Tabela 6.6 apresenta um resumo estatístico comparativo entre os dois estudos. Nela observa-se que a média de eficiência obtida para as UHEs analisadas, em ambos os modelos, foram inferiores no estudo anterior quando comparadas às encontradas no presente estudo.

Tabela 6.6 – Resumo Estatístico Comparativo dos Índices de Eficiência

Medidas	Estudo Anterior (*)		Presente Estudo	
	DEA-CCR	DEA-BCC	DEA-CCR	DEA-BCC
Média	0,6640	0,8240	0,7398	0,8486
Mínimo	0,1470	0,4590	0,2159	0,2699
Máximo	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Fonte: elaboração própria (2007).

Dados extraídos de Sampaio (2001). Este trabalho serviu de base para o estudo de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005).

Há que se ter cuidado para não se imaginar que este aumento na média de eficiência foi efetivamente causado por melhoria nos processos produtivos das empresas proprietárias. Além de terem sido utilizadas outras variáveis, esta elevação da média ocorrida entre os estudos pode ser explicável pelo fato de que o

número maior de variáveis utilizadas neste trabalho, aplicando a metodologia DEA, colaborou para que os índices de eficiência obtidos fossem mais elevados em comparação ao estudo anterior, pois, conforme explanado no capítulo 5, seção 5.1, a inserção de um grande número de variáveis resulta em uma maior explicação do modelo, mas, em contrapartida trará como resultado um número maior de DMUs eficientes. Isto se comprovou na Tabela 6.7, em que os percentuais de unidades eficientes encontrados foram superiores aos do estudo anterior, em ambos os modelos.

Tabela 6.7 – Comparativo de UHEs Eficientes entre os Estudos

Trabalho	DEA-CCR	DEA-BCC	Total da Amostra	DEA-CCR	DEA-BCC
	Nº de UHEs Eficientes	Percentual de Eficiência			
Sampaio, Ramos e Sampaio (2005)	5	21	71	7,04%	29,58%
Presente Estudo	8	27	87	9,19%	31,03%

Fonte: elaboração própria (2007).

Outra observação relevante é quanto ao mínimo obtido para o modelo DEA-BCC. O score de eficiência de 0,2699, obtido neste estudo, foi menor do que o score correspondente no estudo anterior, contrariando às expectativas. Mas, existe uma explicação, este valor se refere à UHE Paulo Afonso 2, que foi considerada uma UHE na amostra, neste estudo, enquanto que no estudo anterior as UHEs Paulo Afonso 1, 2 e 3 foram consideradas uma única UHE na análise.

Ao considerar as UHEs de Paulo Afonso 1, 2 e 3 uma única UHE o estudo anterior obteve um índice médio de eficiência atribuído à empresa proprietária, no caso a CHESF, de 77,04%. Este índice foi bem mais elevado do que o índice médio total demonstrado para a mesma empresa no presente estudo 66,88%, considerando ambos os modelos DEA.

No que diz respeito aos critérios analisados considerando as características e insumos pertinentes aos estudos, foram realizados alguns comparativos de eficiência coincidentes: quanto ao tamanho (MW instalado) da UHE; quanto à altura de queda das represas e quanto à empresa proprietária.

Em relação à eficiência de acordo com o tamanho da UHE (por MW instalado) no estudo anterior as UHEs consideradas de médio porte foram as que obtiveram

maior índice médio de eficiência, em ambos os modelos DEA. Já neste estudo, as UHEs de grande porte foram as que conseguiram melhores índices médios de eficiência, também para ambos os modelos.

Na análise de eficiência de acordo com a altura de queda novamente os resultados entre os estudos divergiram. Para o estudo anterior as UHEs com elevada altura de queda obtiveram os piores desempenhos em ambos os modelos DEA. Em contrapartida, neste estudo, as UHEs com elevada altura de queda obtiveram maior índice médio para o modelo DEA-CCR e o segundo maior índice médio de eficiência no modelo DEA-BCC, perdendo, neste caso, apenas para as UHEs consideradas de baixa altura de queda.

A análise comparativa por empresa proprietária ficou um pouco prejudicada pela troca de propriedade ocorrida em 22 das 67 UHEs coincidentes, devido às privatizações. Além dessas 22 UHEs, pelo fato de o estudo anterior agrupar as UHEs de Paulo Afonso 1, 2 e 3 em uma única UHE, as mesmas foram retiradas da comparação. Para as 44 UHEs restantes, os resultados de eficiência encontrados por UHE, os índices médios de eficiência por empresa e um resumo estatístico estão destacados no Quadro 6.13.

Quadro 6.13 – Índices de Eficiência das UHEs por Empresa Proprietária

EMPRESA / USINA	Presente Estudo (5 variáveis)		Estudo Anterior Sampaio, Ramos e Sampaio (2005)	
	DEA-CCR	DEA-BCC	DEA-CCR	DEA-BCC
CEMIG				
EMBORCAÇÃO	84,79%	94,36%	45,60%	49,20%
ITUTINGA	62,07%	100,00%	54,50%	82,10%
JAGUARA	88,10%	89,56%	100,00%	100,00%
MIRANDA	64,07%	67,00%	74,90%	80,30%
NOVA PONTE	71,20%	72,08%	77,00%	81,10%
SALTO GRANDE	68,23%	78,35%	50,80%	64,30%
SÃO SIMÃO	96,49%	96,56%	100,00%	100,00%
TRÊS MARIAS	89,18%	90,36%	59,80%	62,90%
VOLTA GRANDE	78,47%	83,59%	84,90%	90,10%
MÉDIA	78,07%	85,76%	71,94%	78,89%
FURNAS				
CORUMBÁ I	49,90%	52,18%	43,00%	55,90%
FUNIL	46,00%	51,30%	68,70%	79,20%
FURNAS	71,14%	71,29%	64,70%	65,50%
ITUMBIARA	80,94%	82,40%	58,90%	72,20%
LUIZ CARLOS BARRETO CARVALHO (Estreito)	59,22%	61,50%	59,70%	63,10%
MARIMBONDO	70,82%	71,82%	78,30%	85,40%

MASCARENHAS DE MORAES	88,07%	89,41%	90,60%	92,30%
PORTO COLÔMBIA	87,48%	94,44%	93,20%	100,00%
SERRA DA MESA	66,43%	67,87%	74,80%	80,30%
MÉDIA	68,89%	71,36%	70,21%	77,10%
<i>CHESF</i>				
APOLÔNIO SALES	37,86%	71,14%	62,30%	100,00%
BOA ESPERANÇA	68,01%	71,48%	70,40%	79,30%
ITAPARICA (Luiz Gonzaga)	89,12%	89,14%	79,00%	96,30%
PAULO AFONSO 4	91,66%	100,00%	45,50%	52,50%
SOBRADINHO	73,41%	76,96%	56,40%	100,00%
XINGÓ	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
MÉDIA	76,68%	84,79%	68,93%	88,02%
<i>LIGHT ENERGIA</i>				
FONTES NOVA	54,46%	60,93%	50,90%	79,20%
ILHA DOS POMBOS	53,15%	59,91%	42,40%	78,80%
NILO PEÇANHA 1	93,76%	100,00%	100,00%	100,00%
PEREIRA PASSOS	50,69%	73,71%	55,10%	100,00%
SANTA BRANCA	46,75%	100,00%	40,70%	100,00%
MÉDIA	59,76%	78,91%	57,82%	91,60%
<i>COPEL GERAÇÃO</i>				
BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	90,14%	100,00%	55,80%	56,10%
PARIGOT DE SOUZA (Capivari/Cachoeira)	69,07%	73,07%	75,40%	77,20%
SALTO CAXIAS	100,00%	100,00%	45,90%	47,40%
SEGREDO (Ney Braga)	85,68%	91,22%	74,40%	76,60%
MÉDIA	86,22%	91,07%	62,88%	64,33%
<i>CESP</i>				
ILHA SOLTEIRA	100,00%	100,00%	80,70%	86,90%
PARAIBUNA / PARAITINGA	62,04%	78,88%	55,70%	78,10%
PORTO PRIMAVERA	100,00%	100,00%	51,40%	92,20%
SOUZA DIAS (Jupiá)	100,00%	100,00%	94,50%	100,00%
TRÊS IRMÃOS	36,70%	44,96%	77,30%	78,80%
MÉDIA	79,75%	84,77%	71,92%	87,20%
<i>CEEE – RS</i>				
ITAÚBA	82,87%	83,79%	37,90%	45,90%
JACUÍ	100,00%	100,00%	77,00%	81,20%
PASSO REAL	93,22%	100,00%	43,20%	85,80%
MÉDIA	92,03%	94,60%	52,70%	70,97%
<i>CDSA</i>				
CACHOEIRA DOURADA	87,70%	89,29%	73,30%	100,00%
MÉDIA	87,70%	89,29%	73,30%	100,00%
<i>ELETRONORTE</i>				
TUCURUÍ 1 e 2	79,03%	100,00%	100,00%	100,00%
MÉDIA	79,03%	100,00%	100,00%	100,00%
<i>EMAE</i>				
HENRY BORDEN (sub e ext)	42,81%	47,91%	24,20%	55,30%
MÉDIA	42,81%	47,91%	24,20%	55,30%
RESUMO ESTATÍSTICO				
Média entre as UHEs	75,24%	82,42%	67,02%	80,72%
Mínimo	36,70%	44,96%	24,20%	45,90%
Máximo	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Desvio Padrão	0,18920	0,16695	0,19850	0,16967

Fonte: elaboração própria (2007).

Das 10 empresas destacadas no Quadro 6.13 como proprietárias das UHEs analisadas é possível observar que apenas 2 delas – Furnas e Eletronorte – não aumentaram o seu índice médio de eficiência no modelo DEA-CCR para as unidades em questão. Enquanto que, considerando o modelo DEA-BCC, somente 3 empresas conseguiram melhorar seus índices médios obtidos no estudo anterior – CEMIG, COPEL e CEEE-RS –, enquanto a Eletronorte permaneceu com 100% de eficiência para sua única UHE.

O resumo estatístico desta amostra confirma o que já foi explanado anteriormente, as médias dos índices de eficiência das UHEs do presente estudo foram superiores, em ambos os modelos, às médias obtidas no estudo de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005).

E, analisando o desvio-padrão encontrado, pode-se verificar que, para ambos os modelos DEA, os valores obtidos neste trabalho foram inferiores aos calculados no trabalho anterior, denotando que os índices de eficiência estão mais agrupados neste estudo do que no trabalho de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005). Complementarmente a esta análise, caso sejam observados os valores mínimos obtidos nos estudos concluir-se-á que, principalmente no modelo DEA-CCR, a disparidade entre os valores obtidos nos dois estudos foi mais acentuada, fato que colaborou para diminuição do desvio-padrão neste trabalho.

7. CONCLUSÃO

A metodologia DEA utilizada no estudo para análise de eficiência, por ser uma técnica não-paramétrica, sofre grande influência das unidades escolhidas para avaliação, pois é a partir do conjunto em análise que é determinado o comportamento dos dados. Logo, antecipadamente, é relevante enfatizar que as conclusões das análises efetuadas estão limitadas pelas 87 UHEs incluídas na amostra, assim como pelas variáveis utilizadas como insumos e produtos e pelo período de escopo abrangido.

Os resultados foram obtidos utilizando a metodologia de análise de eficiência DEA, sob a orientação insumo, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC, com o auxílio do programa EMS, versão 1.3.0, Scheel (2000).

Para obtenção dos resultados foram utilizadas duas hipóteses, inicialmente com 6 e depois com 5 variáveis. Após análise foi possível concluir que:

- o modelo DEA-CCR, que admite retornos constantes de escala, é mais restritivo na eficiência das unidades do que o modelo DEA-BCC, tendo em vista que no modelo DEA-CCR o número de UHEs eficientes – 8 e 19 UHEs, nas hipóteses de 5 e 6 variáveis, respectivamente – foi inferior ao encontrado no modelo DEA-BCC, 27 UHEs, em ambas as hipóteses estudadas;
- as unidades eficientes no modelo DEA-CCR também serão eficientes no modelo DEA-BCC, pois as 8 UHEs eficientes, com 5 variáveis, no modelo DEA-CCR, também foram eficientes no modelo DEA-BCC. E, sob a hipótese de 6 variáveis, as 19 unidades eficientes no modelo DEA-CCR também o foram no modelo DEA-BCC;
- os *scores* de eficiência obtidos para as unidades no modelo DEA-CCR serão sempre iguais ou inferiores aos *scores* correspondentes ao modelo DEA-BCC, quando utilizadas as mesmas variáveis, o que foi constatado para ambas as hipóteses em todas as 87 UHEs utilizadas para o estudo.

A variável produtividade admitida inicialmente como produto, na hipótese de 6 variáveis, foi excluída do modelo, devido ao fato de entender-se que por si só ela já representava uma aferição da eficiência. Após a retirada da produtividade, as análises subsequentes foram efetuadas somente sob a hipótese de 5 variáveis.

Através dos resultados demonstrados pelo programa EMS foi possível enxergar quantas vezes cada DMU considerada eficiente foi referência para as demais ineficientes. Nesta análise, as UHEs que foram apontadas um maior número de vezes como *benchmark* para as demais unidades, em ordem decrescente, foram as seguintes: Itapebi, Salto Caxias, Porto Primavera, Dona Francisca e Xingó.

Na análise da distribuição dos índices de eficiência, com base nos histogramas construídos, verificou-se que existia assimetria à direita para ambos os modelos DEA. No modelo DEA-CCR as unidades encontram-se mais pulverizadas, desconcentradas, em torno da média, devido à restrição de retornos constantes, e, consequentemente, neste modelo o desvio padrão encontrado para os índices (0,1816) foi maior do que o aferido no modelo DEA-BCC (0,1681). A explicação pode ser embasada pelo fato de que existem mais unidades eficientes no DEA-BCC do que no modelo DEA-CCR, além do que os índices atribuídos às unidades daquele modelo são mais próximos da eficiência (100% ou 1) quando comparados com os índices do modelo DEA-CCR.

Para facilitar a interpretação dos resultados encontrados em cada tipo de análise realizada foi elaborado um resumo comparativo entre as categorias didaticamente criadas para análise das características correspondentes. O Anexo VI reúne as informações já descritas no capítulo anterior.

Na análise de eficiência por tempo de operação das UHEs observou-se que, em linhas gerais, as unidades consideradas como intermediárias – aquelas que possuíam idade da planta de geração superior a 180 meses e menor ou igual a 360 meses – sobressaíram-se em relação às demais categorias, pois, apesar de apresentarem um índice médio de eficiência de suas UHEs um pouco abaixo do apresentado pela categoria de unidades recentes, para o modelo DEA-BCC, no cômputo geral, ou seja, utilizando a média aritmética obtida por cada categoria em ambos os modelos, as UHEs intermediárias estão em vantagem com 84% de eficiência, enquanto as UHEs recentes, segunda melhor categoria, apresentaram uma média de 81,30% de eficiência.

Este resultado reforça a teoria conhecida como “Curva da Banheira”, apresentada no capítulo 5, seção 5.2.2. Esta teoria relaciona a função de risco de ocorrência de falhas com o tempo de vida dos equipamentos e componentes mecânicos das usinas. As UHEs intermediárias estão localizadas no segundo estágio de vida útil, onde a ocorrência de falhas é menor do que nos estágios inicial

e final, sendo relativamente estável no tempo e, em sua maioria, causada por fatores aleatórios normais.

Na análise de eficiência considerando o tamanho da UHE por MW instalado as UHEs que mais se destacaram foram as consideradas como integrantes da categoria grande porte – unidades com mais de 1000 MW de potência instalada. Tanto no modelo DEA-CCR quanto no modelo DEA-BCC os índices médios de eficiência obtidos pelas UHEs de elevada potência instalada foram superiores aos das demais categorias.

O resultado encontrado demonstra que o insumo potência instalada exerce forte influência sobre a geração de energia de uma UHE, a relação entre as duas variáveis é diretamente proporcional, isto é, quanto maior for a potência instalada de uma determinada unidade geradora maior será a capacidade de geração de energia daquela unidade, conforme já explanado no capítulo 5, seção 5.2.2.

Um resultado inesperado aconteceu quanto à análise por altura de queda das UHEs. No modelo DEA-CCR, as UHEs pertencentes à categoria de grande altura de queda – alturas superiores a 90 metros – foram as melhores, apresentaram um índice médio de eficiência de 76,05%, superando às demais categorias. Mas, em contrapartida, para o modelo DEA-BCC as unidades integrantes da categoria com baixa altura de queda – alturas iguais ou inferiores a 45 metros – foram as que obtiveram maior índice médio de eficiência com 90,81%.

Conforme já abordado no capítulo 5, seção 5.2.2, a potência gerada por uma usina hidrelétrica é uma função da altura de queda e da vazão turbinada. Portanto, acredita-se que o fato das unidades com baixa altura de queda possuírem índice médio de eficiência superior às usinas com alturas de queda mais elevadas, para o modelo DEA-BCC, pode ser explicado pela influência da vazão turbinada nestas usinas.

Levando em consideração a empresa proprietária, a análise também foi efetuada de forma segregada. Como existiam empresas que possuíam apenas uma UHE pertencente à amostra e, por outro lado, havia empresa com até 11 unidades analisadas foram criados subgrupos na tentativa de comparar as empresas equivalentes, evitando distorções devido às disparidades existentes.

No primeiro subgrupo – empresas proprietárias de 5 ou mais UHEs – destacaram-se as empresas Duke Energy (6 UHEs) e CESP (5 UHEs), que obtiveram um índice médio de eficiência para suas unidades de 84,47% e 82,26%,

respectivamente. No subgrupo das empresas proprietárias de 2 a 4 UHEs foi onde se concentraram os melhores índices de eficiência, no cômputo geral, as empresas deste subgrupo obtiveram um índice médio de eficiência de 87,76%, superando os demais subgrupos, aqui se sobressaíram as empresas CEEE-RS (3 UHEs), com 93,31%, e CBA (4 UHEs), com 91,51%. Enquanto que no terceiro subgrupo – empresas proprietárias de uma UHE – as empresas que se sobressaíram foram aquelas que obtiveram 100% de eficiência em ambos os modelos DEA e, consequentemente, na média aritmética entre eles: Dona Francisca e Itapebi.

Por região geográfica observou-se que as UHEs estabelecidas na região Sul foram as que apresentaram melhor índice médio de eficiência com 88,39%, enquanto que as UHEs situadas na região Nordeste foram as de pior desempenho com 71,17% de eficiência. Acredita-se que a justificativa para o fraco desempenho da região Nordeste foi devido às UHEs de Paulo Afonso 1, 2 e 3 corresponderem a 3 UHEs pertencentes à amostra, sendo, portanto, desmembradas e analisadas separadamente, o que contribuiu para diminuição do índice médio de eficiência da região, tendo em vista que os índices por elas obtidos corresponderam aos 3 piores índices médios para UHEs daquela região.

Na análise comparativa efetuada entre as UHEs fio d'água e com reservatório observou-se que, neste estudo, as UHEs fio d'água obtiveram melhores desempenhos do que as UHEs com reservatório, representando, aproximadamente, 75% e 63% do total de unidades eficientes, nos modelos DEA-CCR e DEA-BCC, respectivamente.

Na comparação entre estudos semelhantes, em linhas gerais, verificou-se que as UHEs que obtiveram bom desempenho, em ambos os estudos, considerando os resultados alcançados no modelo DEA-CCR, foram as seguintes UHEs: Xingó, São Simão, Nilo Peçanha 1 e Souza Dias (Jupiá). Outra conclusão que se pode realizar é que a utilização de um maior número de variáveis contribuiu para que o índice médio de eficiência encontrado neste trabalho, em comparação ao estudo de Sampaio, Ramos e Sampaio (2005), fosse superior em ambos os modelos DEA.

Salienta-se que a contribuição pretendida neste estudo foi possibilitar às empresas proprietárias das 87 UHEs analisadas realizarem uma comparação das suas unidades produtivas com unidades equivalentes de geração de energia hidrelétrica, com o objetivo de, através desta comparação, permitir as mesmas que enxerguem as unidades eficientes e melhorem a eficiência daquelas consideradas

ineficientes, apenas realocando os fatores de produção, sem, obrigatoriamente, haver a necessidade de despender recursos.

Todavia se entende existir uma limitação para realocação dos fatores de produção, pois, dentre os insumos utilizados neste estudo apenas a variável energia assegurada é passível de alteração no curto prazo e, mesmo assim, não depende apenas da empresa proprietária, o pedido de revisão deverá ser encaminhado à ANEEL para avaliação.

Como contribuição para futuros trabalhos que utilizem a metodologia DEA na análise de eficiência de UHEs nacionais, sugere-se que sejam utilizados como variáveis de *inputs*, a disponibilidade operacional e a taxa de falhas, pois, ambos influenciam diretamente na produção de energia, sendo bons indicadores para se comparar a eficiência entre as DMUs. As definições destes índices e suas equações podem ser verificadas em Moulin (2001).

Pelo fato de o segmento de geração de energia está atualmente inserido num ambiente de mercado competitivo, alguns dos dados cogitados como variáveis não foram possíveis obter, devido ao sigilo das informações, foram eles: custo da mão-de-obra e custo de operação e manutenção. Recomenda-se, portanto, que, quando da realização de novos trabalhos neste segmento com a utilização da metodologia DEA, haja uma preocupação inicial na obtenção das variáveis pretendidas do modelo, principalmente quando se tratarem de variáveis que influenciam na formação do custo da geração de energia, a fim de analisar a viabilidade da continuidade do estudo.

E, ainda, como sugestão para realização de novos trabalhos destinados a medir a eficiência das UHEs nacionais, seria relevante que fosse analisada a evolução dos índices de eficiência obtidos pelas UHEs que foram privatizadas, demonstrando a situação destas antes e após a privatização. Neste estudo, foram fornecidos dados relativos a 22 UHEs privatizadas. Mas, salienta-se que a eficiência será mais bem aferida e comparada caso as variáveis utilizadas no modelo sejam as mesmas utilizadas nos dois períodos – anterior e posterior às privatizações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALEMÁN, Y. O. P. e CÁCERES, R. G. G. *A DEA application to the colombian market of electric energy generation*, 2002.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL nº 453, de 30 de dezembro de 1998. Homologou os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL nº 268, de 13 de agosto de 1998. Homologou os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas da Região Sul.
- BANCO de Informações de Geração – BIG. Disponível em www.aneel.gov.br, acessado em 17.09.2007.
- BARROS, C. P. Efficiency analysis of hydroelectric generating plants: A case study for Portugal. *Energy Economics* (2006), doi: 10.1016/j.eneco.2006.10.008.
- BONILHA, U. e GOULART, D. Uma avaliação do desempenho de empresas do setor de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <http://64.233.179.104/scholar?hl=pt-BR&lr=&q=cache:I6_Nb_C2dKkJ:coralx.ufsm.br/eed/g3_IEE.PDF+related:I6_Nb_C2dKkJ:scholar.google.com/>. Acessado em 09/05/2007.
- BOWLIN, W. F. *Measuring Performance: an introduction to data envelopment analysis (DEA)*. *Journal of Accounting and Public Policy* 18, 1999.
- BRUNETA, M. R. Avaliação da eficiência técnica e de produtividade usando análise por envoltória de dados: um estudo de caso aplicado a produtores de leite. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2004.
- CASTRO, C. E. T. de. Avaliação da eficiência gerencial de empresas de água e esgotos brasileiras por meio da envoltória de dados (DEA). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ. Disponível em: <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/db2www/PRG_0651.D2W/SHOW?Mat=&Sys=&Nr=&Fun=&CdLinPrg=pt&Content=3728:pt>. Acessado em 12/10/2007.
- CHARNES, A.; COOPER, W.W; e RHODES, E. *Measuring the efficiency of decision making units*. *European Journal of Operational Research* 2, 429-444, 1978.
- CONTAS Nacionais, 2007, p.48. Disponível em www.ibge.com.br, acessado em 17.09.2007.
- COOPER, W.W.; SEIFORD, L.M.; e ZHU, J. "Data Envelopement Analysis: Models and Interpretations", capítulo 1, 1-39, 2004.

DIAGRAMA Esquemático do Operador Nacional do Sistema – ONS das Usinas Hidrelétricas do SIN, 2006. Disponível em www.ons.gov.br, acessado em 17.03.2006.

DOS ANJOS, M. A. Aplicação da análise envoltória de dados (DEA) no estudo da eficiência econômica da indústria têxtil brasileira nos anos 90. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2005.

ENERGIA elétrica no Brasil: breve histórico (1880-2001). Rio de Janeiro. Centro de Memória da Eletrociade no Brasil, 2001.

ENERGIA elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à Eletrobrás). Rio de Janeiro. Biblioteca do Exército, 1977.

FORTUNATO, L. A. M. et al.. Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica. Niterói: Universidade Federal Fluminense. Editora Universitária, 1990.

GARÓFALO, G. de L.; e CARVALHO, L. C. P. de. Teoria microeconômica. São Paulo: Atlas, 1992.

GOLANY, B.; ROLL, Y. *An application procedure for DEA*. *Omega*, v. 17, n. 3, 1989, p. 237-250.

GOMES, A. C. S.; et al. A história do setor elétrico. Disponível em http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf. Acesso em 19.03.2007.

GUERREIRO, A. dos S. Análise da eficiência de empresas de comércio eletrônico usando técnicas da análise envoltória de dados. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

ILHAN OR, K. S. *Efficiency assessment of Turkish power plants using data envelopment analysis*. *Energy*, 2005.

KASSAI, S. Utilização da análise por envoltória de dados (DEA) na análise de demonstrações contábeis. São Paulo. Tese de Doutorado em Contabilidade e Controladoria. USP, 2002.

LEITE, A. D. A energia do Brasil. Rio de Janeiro. Nova Fronteira, 1997.

LINS, M. P. E; MEZA, L. A. Análise envoltória de dados e perspectivas de integração no ambiente do apoio à decisão. Editora da COPPE/UFRJ, 2000.

MACEDO, M. A. S.; SANTOS, R. M.; SILVA, F. F. Índice de performance empresarial: mensurando e consolidando o desempenho organizacional. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004.

MALONEY, M. T., McCormick, Robert E., Sauer, Robert D. *Customer choice, customer value: an analysis of retail competition in America's electric utility industry*. Citizens for a Sound Economy Foundation, 1996.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004. Resolve definir, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia dos empreendimentos de geração de energia elétrica.

MOITA, M. H. V. Medindo a eficiência relativa de escolas municipais da cidade do Rio Grande-RS usando a abordagem DEA (*data envelopment analysis*). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1995.

MOULIN, M. L. Gestão da *performance* da geração térmica. Brasília. Trabalho de Conclusão de Curso de MBA Empresarial. Fundação Dom Cabral – FDC, 2001.

NANCI, L. C.; AZEREDO, S. M. e MELLO, J. C. C. B. S. Estudo da eficiência de empresas distribuidoras de jornais usando análise envoltória de dados. *Produto & Produção*, vol.7, 2004.

PANORAMA do setor de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro. Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.

PLANO Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015. Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2006.

SAMPAIO, L. M. B. Eficiência das usinas hidrelétricas brasileiras: uma abordagem utilizando o método DEA. Dissertação de Mestrado em Engenharia da Produção. Universidade Federal de Pernambuco – UFPE. Recife, 2001.

SAMPAIO, L.; RAMOS, F. S.; SAMPAIO, Y. de S. B. Privatização e eficiência das usinas hidrelétricas brasileiras. *Revista de Economia Aplicada*, São Paulo, v. 9, n. 3, p. 79-99, 2005.

SANT'ANNA, L. A. F. P. & ESTELLITA LINS, M. Análise da eficiência de hidrelétricas a fio d'água in SBPO, Anais, 1998.

SCHEEL, H. *Efficiency Measurement System*. Dortmund, 2000.

SISTEMA de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT (julho/2005). Disponível em www.eletrobras.com.br, acessado em 08.01.2007.

SUEYOSHI, T. e GOTO, M. *Slack-adjusted DEA for time series analysis: performance measurement of Japanese electric power generation industry in 1984-1993*. *European Journal of Operational Research*, 2001.

TAMAYO, O. F. G.; e LICHT, I. M. M. *Medición de la eficiencia relativa de agentes generadores de energía eléctrica en colombia (año 2001)*. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, 2003.

VANINSKY, A. *Efficiency of electric power generation in the United States: analysis and forecast based on data envelopment analysis*. Energy Economics, 2006.

WONNACOTT, P.; e WONNACOTT, R. Economia. São Paulo. McGraw-Hill do Brasil, 1982.

YUNOS, J. M. e HAWDON, D. *The efficiency of the national electricity board in Malaysia: an intercountry comparison using DEA*. Energy Economics, 1997.

ANEXOS

Anexo I – Empresas Proprietárias de Unidades Geradoras de Energia Hidrelétrica no Brasil Pertencentes à Amostra (SIPOT - 07/2005)

	Empresa	Número de UHEs
1	CEMIG	11
2	Furnas	10
3	CHESF	9
4	AES Tietê	8
5	Duke Energy	6
6	CESP	5
7	Light Energia	5
8	COPEL Geração	4
9	CBA	4
10	Cia. Estadual de Energia Elétrica RS	3
11	Tractebel	3
12	CVRD	2
13	CDSA	1
14	Cia. Energética Santa Clara	1
15	Cia. Siderúrgica Belgo Mineira	1
16	Companhia Energética Meridional	1
17	Dona Francisca	1
18	Eletronorte	1
19	Empresa Metropolitana de Águas e	1
20	Energest	1
21	Itá Energia	1
22	Itapebi Geração de Energia	1
23	Itiquira Energética	1
24	Queiroz Galvão	1
25	Rede Lajeado Energia S/A	1
26	Rosal Energia	1
27	Sá Carvalho	1
28	Siderúrgica Barra Mansa	1
29	Tangará Energia	1
Total de UHEs da amostra		87

Fonte: elaboração própria (2007).

Anexo II – Usinas Hidrelétricas Pertencentes à Amostra com os Insumos e Produtos Utilizados – Dados de Entrada

	USINA HIDRELÉTRICA	PI {I}	AQ {I}	IP {I}	EA {I}	EG {O}	P {O}
DMU1	ÁLVARO SOUZA LIMA (Bariri)	143,1	22,5	480	66	67,62	0,47
DMU2	APOLÔNIO SALES	400	21,2	336	207,96	103,49	0,26
DMU3	ARMANDO A. LAYDNER (Jurumirim)	98	35,8	516	47	58,34	0,60
DMU4	BARRA BONITA	140,76	23,5	504	45	60,55	0,43
DMU5	BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	1676	140	300	576	800,49	0,48
DMU6	BOA ESPERANÇA	237,3	44	420	143	131,96	0,56
DMU7	CACHOEIRA DOURADA	658	32,32	552	415	420,57	0,64
DMU8	CACONDE	80,4	105	468	33	42,51	0,53
DMU9	CANA BRAVA	450	46	36	273,5	285,42	0,63
DMU10	CANOAS I	82,5	16,8	72	57	58,18	0,71
DMU11	CANOAS II	72	14,8	72	48	47,36	0,66
DMU12	CAPIVARA	619	48,8	336	330	382,97	0,62
DMU13	CHAVANTES	414	75,3	420	172	178,74	0,43
DMU14	CORUMBÁ I	375	75	96	209	153,92	0,41
DMU15	DONA FRANCISCA	125	40,15	48	78	107,83	0,86
DMU16	EMBORCAÇÃO	1192	139,1	276	497	669,78	0,56
DMU17	EUCLIDES DA CUNHA	108,8	91,5	540	49	53,34	0,49
DMU18	FONTES NOVA	132	308,7	780	104	64,77	0,49
DMU19	FUNIL (Grande)	180	35	36	89	85,48	0,47
DMU20	FUNIL	216	72,2	432	121	84,46	0,39
DMU21	FURNAS	1216	95,1	504	598	605,75	0,50
DMU22	GUAPORÉ	124,2	173,9	24	60,2	41,29	0,33
DMU23	GUILMAN-AMORIM	140	119,5	96	65,9	63,78	0,46
DMU24	HENRY BORDEN (sub e ext)	889	736,15	768	108	79,16	0,09
DMU25	IBITINGA	131,49	21,5	432	74	78,73	0,60
DMU26	IGARAPAVA	210	17,4	84	136	139,55	0,66
DMU27	ILHA DOS POMBOS	183	33,9	972	115	79,52	0,43
DMU28	ILHA SOLTEIRA	3444	46,9	372	1578,82	1847,46	0,54
DMU29	ITÁ	1450	106	60	720	793,14	0,55
DMU30	ITAPARICA (Luiz Gonzaga)	1479,6	52,5	204	959	949,05	0,64
DMU31	ITAPEBI	450	80,32	24	214,3	366,92	0,82
DMU32	ITAÚBA	500	91,3	324	190	269,6	0,54
DMU33	ITIQUIRA I e II	156	115,62	36	107,28	116,3	0,75
DMU34	ITUMBIARA	2082	84,4	300	1015	1068,11	0,51
DMU35	ITUTINGA	52	28,4	600	28	27,15	0,52
DMU36	JACUÍ	180	97,53	516	123	162,19	0,90
DMU37	JAGUARA	424	45,9	408	336	287,22	0,68
DMU38	JAURU	121,5	110,1	24	79,4	57,36	0,47
DMU39	JOSÉ ERMÍRIO DE MORAES (Água Vermelha)	1396,2	56,9	324	746	786,96	0,56
DMU40	LUCAS NOGUEIRA GARCEZ (Salto Grande CS)	72	18,07	564	55	53,26	0,74
DMU41	LUIS EDUARDO MAGALHÃES (Lajeado)	902,5	35	48	526,6	407,87	0,45
DMU42	LUIZ CARLOS BARRETO CARVALHO (Estreito)	1050	64,7	432	495	409,32	0,39
DMU43	MACHADINHO	1140	105,2	36	529	589,16	0,52
DMU44	MANSO	212	62,2	60	92	65,28	0,31
DMU45	MARIMBONDO	1440	63,5	360	726	671,78	0,47
DMU46	MÁRIO LOPES LEÃO (Promissão)	264	25,3	360	104	111,94	0,42

	USINA HIDRELÉTRICA	PI {I}	AQ {I}	IP {I}	EA {I}	EG {O}	P {O}
DMU47	MASCARENHAS	131	22,75	384	103,1	90,94	0,69
DMU48	MASCARENHAS DE MORAES	476	44,12	576	295	318	0,67
DMU49	MIRANDA	408	70,99	84	202	212,38	0,52
DMU50	NILO PEÇANHA 1	380	312,1	624	335	314,3	0,83
DMU51	NOVA AVANHANDAVA	347,4	30	276	139	159,77	0,46
DMU52	NOVA PONTE	510	119	132	276	302,69	0,59
DMU53	PARAIBUNA / PARAITINGA	85	87,6	324	50	45,44	0,53
DMU54	PARIGOT DE SOUZA (Capivari/Cachoeira)	260	754,3	420	109	128,91	0,50
DMU55	PASSO FUNDO	226	262,5	384	119	118,72	0,53
DMU56	PASSO REAL	158	47,7	384	68	108,53	0,69
DMU57	PAULO AFONSO 1	180	84,2	612	93,58	57,3	0,32
DMU58	PAULO AFONSO 2A e 2B	443	84,2	528	230,32	78,36	0,18
DMU59	PAULO AFONSO 3	794,2	88,5	408	412,91	296,41	0,37
DMU60	PAULO AFONSO 4	2462,4	115,1	312	1280,22	1524,97	0,62
DMU61	PEREIRA PASSOS	100	38	504	51	42,04	0,42
DMU62	PIRAJU	80	26,5	36	42,5	46,59	0,58
DMU63	PORTO COLÔMBIA	320	23,8	384	185	206,72	0,65
DMU64	PORTO ESTRELA	112	51	48	55,8	56,66	0,51
DMU65	PORTO PRIMAVERA	1540	20	72	1017	1084,46	0,70
DMU66	QUEIMADO	105	191,5	12	58	73,73	0,70
DMU67	ROSAL	55	194,35	72	30	39,9	0,73
DMU68	ROSANA	353	20	216	177	213,45	0,60
DMU69	SÁ CARVALHO	78	114,4	648	58	49,1	0,63
DMU70	SALTO CAXIAS	1240	66,38	72	605	828,37	0,67
DMU71	SALTO GRANDE	102	100,9	588	75	62,71	0,61
DMU72	SALTO OSÓRIO	1078	73	360	522	636,69	0,59
DMU73	SALTO SANTIAGO	1420	109	300	723	899,41	0,63
DMU74	SANTA BRANCA	57	44,8	60	32	22,63	0,40
DMU75	SANTA CLARA	60	52,7	36	28,1	29,74	0,50
DMU76	SÃO SIMÃO	1710	72,9	324	1281	1197	0,70
DMU77	SEGREDO (Ney Braga)	1260	117	156	603	763,76	0,61
DMU78	SERRA DA MESA	1275	127	84	671	629,87	0,49
DMU79	SOBRADINHO	1050,3	30	312	531	477,71	0,45
DMU80	SOBRAGI	60	80,5	72	38	38,23	0,64
DMU81	SOUZA DIAS (Jupiá)	1551,2	23	372	886	1001,05	0,65
DMU82	TAQUARUÇU	526	25,5	156	201	224,87	0,43
DMU83	TRÊS IRMÃOS	807,5	48	144	370,18	189,5	0,23
DMU84	TRÊS MARIAS	396	56,8	516	239	279,76	0,71
DMU85	TUCURUÍ 1 e 2	5700	63,26	252	4046	2710,77	0,48
DMU86	VOLTA GRANDE	380	27,6	372	229	222	0,58
DMU87	XINGÓ	3162	118,5	132	2139	2283,18	0,72

Fonte: elaboração própria (2007).

Legenda:

- PI – Potência Instalada em MW.
 AQ – Altura de Queda em metros.
 IP – Idade da Planta de Geração em meses.
 EA – Energia Assegurada em MW médio.
 EG – Energia Gerada em MW médio.
 P – Produtividade (EG/PI).
 {I} – Insumo (*Input*).
 {O} – Produto (*Output*).

**Anexo III – Índices de Eficiência das 87 UHEs Pertencentes à Amostra –
Modelos DEA-CCR e DEA-BCC**

EMPRESA / USINA	MODELOS (6 VARIÁVEIS)		MODELOS (5 VARIÁVEIS)	
	DEA-CCR	DEA-BCC	DEA-CCR	DEA-BCC
CEMIG (11)				
EMBORCAÇÃO	84,79%	94,36%	84,79%	94,36%
ITUTINGA	100,00%	100,00%	62,07%	100,00%
JAGUARA	88,99%	89,56%	88,10%	89,56%
MIRANDA	64,29%	67,00%	64,07%	67,00%
NOVA PONTE	71,20%	72,08%	71,20%	72,08%
PORTO ESTRELA	74,85%	81,40%	61,36%	81,40%
QUEIMADO	100,00%	100,00%	85,21%	100,00%
SALTO GRANDE	73,56%	78,35%	68,23%	78,35%
SÃO SIMÃO	96,55%	96,56%	96,49%	96,56%
TRÊS MARIAS	89,88%	90,36%	89,18%	90,36%
VOLTA GRANDE	82,04%	83,59%	78,47%	83,59%
FURNAS (10)				
CORUMBÁ I	49,90%	52,18%	49,90%	52,18%
FUNIL	46,21%	51,30%	46,00%	51,30%
FURNAS	71,14%	71,29%	71,14%	71,29%
ITUMBIARA	80,94%	82,40%	80,94%	82,40%
LUIZ CARLOS BARRETO CARVALHO (Estreito)	59,24%	61,50%	59,22%	61,50%
MANSO	45,05%	57,38%	41,44%	57,38%
MARIMBONDO	70,82%	71,82%	70,82%	71,82%
MASCARENHAS DE MORAES	88,86%	89,41%	88,07%	89,41%
PORTO COLÔMBIA	93,83%	94,44%	87,48%	94,44%
SERRA DA MESA	66,43%	67,87%	66,43%	67,87%
CHESF (9)				
APOLÔNIO SALES	41,57%	71,14%	37,86%	71,14%
BOA ESPERANÇA	69,43%	71,48%	68,01%	71,48%
ITAPARICA (Luiz Gonzaga)	89,12%	89,14%	89,12%	89,14%
PAULO AFONSO 1	39,49%	47,78%	38,20%	47,78%
PAULO AFONSO 2A e 2B	21,59%	26,99%	21,59%	26,99%
PAULO AFONSO 3	49,44%	51,08%	49,44%	51,08%
PAULO AFONSO 4	91,66%	100,00%	91,66%	100,00%
SOBRADINHO	75,13%	76,96%	73,41%	76,96%
XINGÓ	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
AES TIETÉ (8)				
ÁLVARO SOUZA LIMA (Bariri)	77,49%	86,59%	61,41%	86,59%
BARRA BONITA	93,50%	100,00%	78,59%	100,00%
CACONDE	92,52%	100,00%	75,24%	100,00%
EUCLIDES DA CUNHA	73,11%	80,61%	63,58%	80,61%
IBATINGA	87,15%	90,20%	74,34%	90,20%
JOSÉ ERMÍRIO DE MORAES (Água Vermelha)	83,65%	84,09%	83,65%	84,09%
MÁRIO LOPES LEÃO (Promissão)	78,04%	86,24%	69,80%	86,24%
NOVA AVANHANDAVA	82,31%	87,69%	76,30%	87,69%

EMPRESA / USINA	MODELOS (6 VARIÁVEIS)		MODELOS (5 VARIÁVEIS)	
	DEA-CCR	DEA-BCC	DEA-CCR	DEA-BCC
DUKE ENERGY (6)				
ARMANDO A. LAYDNER (Jurumirim)	94,83%	94,85%	72,89%	94,36%
CAPIVARA	87,01%	87,83%	85,74%	87,83%
CHAVANTES	60,88%	64,09%	60,69%	64,09%
LUCAS NOGUEIRA GARCEZ (Salto Grande CS)	100,00%	100,00%	88,13%	100,00%
ROSANA	100,00%	100,00%	89,11%	100,00%
TAQUARUÇU	85,23%	90,43%	80,41%	90,43%
CESP (5)				
ILHA SOLTEIRA	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PARAIBUNA / PARAITINGA	70,38%	78,88%	62,04%	78,88%
PORTO PRIMAVERA	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
SOUZA DIAS (Jupiá)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
TRÊS IRMÃOS	37,27%	44,96%	36,70%	44,96%
LIGHT ENERGIA (5)				
FONTES NOVA	56,47%	60,93%	54,46%	60,93%
ILHA DOS POMBOS	55,20%	59,91%	53,15%	59,91%
NILO PEÇANHA 1	93,76%	100,00%	93,76%	100,00%
PEREIRA PASSOS	62,37%	73,71%	50,69%	73,71%
SANTA BRANCA	77,02%	100,00%	46,75%	100,00%
COPEL GERAÇÃO (4)				
BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	90,14%	100,00%	90,14%	100,00%
PARIGOT DE SOUZA (Capivari/Cachoeira)	71,08%	73,07%	69,07%	73,07%
SALTO CAXIAS	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
SEGREDO (Ney Braga)	85,68%	91,22%	85,68%	91,22%
CBA (4)				
CANOAS I	100,00%	100,00%	85,61%	100,00%
CANOAS II	100,00%	100,00%	79,79%	100,00%
MACHADINHO	98,29%	100,00%	96,95%	100,00%
PIRAJU	100,00%	100,00%	69,73%	100,00%
CEEE – RS (3)				
ITAÚBA	82,87%	83,79%	82,87%	83,79%
JACUÍ	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PASSO REAL	100,00%	100,00%	93,22%	100,00%
TRACTEBEL (3)				
PASSO FUNDO	63,33%	64,91%	62,82%	64,91%
SALTO OSÓRIO	86,62%	87,07%	86,62%	87,07%
SALTO SANTIAGO	89,58%	94,01%	89,58%	94,01%
CVRD (2)				
FUNIL (Grande)	69,94%	95,67%	57,87%	95,67%
IGARAPAVA	95,51%	96,03%	88,36%	96,03%
CDSA (1)				
CACHOEIRA DOURADA	88,70%	89,29%	87,70%	89,29%

EMPRESA / USINA	MODELOS (6 VARIÁVEIS)		MODELOS (5 VARIÁVEIS)	
	DEA-CCR	DEA-BCC	DEA-CCR	DEA-BCC
Cia. ENERGÉTICA SANTA CLARA (1) SANTA CLARA	100,00%	100,00%	61,81%	100,00%
Cia. SIDERÚRGICA BELGO MINEIRA (1) GUILMAN-AMORIM	63,31%	69,64%	56,53%	69,64%
Cia. ENERGÉTICA MERIDIONAL (1) CANA BRAVA	89,65%	99,26%	82,92%	99,26%
DONA FRANCISCA (1) DONA FRANCISCA	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ELETRONORTE (1) TUCURUÍ 1 e 2	79,03%	100,00%	79,03%	100,00%
EMAE (1) HENRY BORDEN (sub e ext)	42,81%	47,91%	42,81%	47,91%
ENERGEST (1) MASCARENHAS	92,32%	93,57%	85,47%	93,57%
ITÁ ENERGIA (1) ITÁ	85,57%	87,24%	85,57%	87,24%
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA (1) ITAPEBI	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ITIQUIRA ENERGÉTICA (1) ITIQUIRA I e II	91,16%	92,17%	88,67%	92,17%
QUEIROZ GALVÃO (1) JAURU	68,64%	98,81%	56,47%	98,81%
REDE LAJEADO ENERGIA S/A (1) LUIS EDUARDO MAGALHÃES (Lajeado)	67,97%	93,72%	64,79%	93,72%
ROSAL ENERGIA (1) ROSAL	100,00%	100,00%	85,95%	100,00%
SÁ CARVALHO (1) SÁ CARVALHO	80,45%	84,84%	69,86%	84,84%
SIDERÚRGICA BARRA MANSA (1) SOBRAGI	100,00%	100,00%	73,05%	100,00%
TANGARÁ ENERGIA (1) GUAPORÉ	49,27%	82,59%	40,60%	82,59%

Fonte: elaboração própria (2007).

**Anexo IV – Índices de Eficiência das 87 UHEs Pertencentes à Amostra –
Modelos DEA-CCR e DEA-BCC, com 5 variáveis, com e sem Itapebi**

	USINA HIDRELÉTRICA	Modelo DEA-CCR		Modelo DEA-BCC	
		Índices c/ 87UHEs	Índices s/ Itapebi	Índices c/ 87UHEs	Índices s/ Itapebi
DMU1	ÁLVARO SOUZA LIMA (Bariri)	61,41%	70,28%	86,59%	86,59%
DMU2	APOLÔNIO SALES	37,86%	38,13%	71,14%	71,14%
DMU3	ARMANDO A. LAYDNER (Jurumirim)	72,89%	81,37%	94,36%	94,38%
DMU4	BARRA BONITA	78,59%	88,10%	100,00%	100,00%
DMU5	BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	90,14%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU6	BOA ESPERANÇA	68,01%	71,28%	71,48%	73,19%
DMU7	CACHOEIRA DOURADA	87,70%	89,50%	89,29%	90,15%
DMU8	CACONDE	75,24%	80,71%	100,00%	100,00%
DMU9	CANA BRAVA	82,92%	88,43%	99,26%	100,00%
DMU10	CANOAS I	85,61%	87,67%	100,00%	100,00%
DMU11	CANOAS II	79,79%	81,68%	100,00%	100,00%
DMU12	CAPIVARA	85,74%	88,71%	87,83%	89,09%
DMU13	CHAVANTES	60,69%	70,90%	64,09%	70,94%
DMU14	CORUMBÁ I	49,90%	53,40%	52,18%	53,87%
DMU15	DONA FRANCISCA	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU16	EMBORCAÇÃO	84,79%	97,04%	94,36%	97,38%
DMU17	EUCLIDES DA CUNHA	63,58%	69,54%	80,61%	80,61%
DMU18	FONTES NOVA	54,46%	54,46%	60,93%	60,93%
DMU19	FUNIL (Grande)	57,87%	69,58%	95,67%	98,09%
DMU20	FUNIL	46,00%	48,59%	51,30%	51,30%
DMU21	FURNAS	71,14%	73,44%	71,29%	73,76%
DMU22	GUAPORÉ	40,60%	49,68%	82,59%	82,59%
DMU23	GUILMAN-AMORIM	56,53%	67,96%	69,64%	72,83%
DMU24	HENRY BORDEN (sub e ext)	42,81%	45,92%	47,91%	47,91%
DMU25	IBITINGA	74,34%	79,36%	90,20%	91,63%
DMU26	IGARAPAVA	88,36%	89,97%	96,03%	96,17%
DMU27	ILHA DOS POMBOS	53,15%	55,09%	59,91%	60,86%
DMU28	ILHA SOLTEIRA	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU29	ITÁ	85,57%	92,73%	87,24%	92,80%
DMU30	ITAPARICA (Luiz Gonzaga)	89,12%	90,02%	89,14%	90,08%
DMU31	ITAPEBI	100,00%		100,00%	
DMU32	ITAÚBA	82,87%	98,76%	83,79%	98,78%
DMU33	ITIQUIRA I e II	88,67%	93,22%	92,17%	94,93%
DMU34	ITUMBIARA	80,94%	80,94%	82,40%	82,40%
DMU35	ITUTINGA	62,07%	66,51%	100,00%	100,00%
DMU36	JACUÍ	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU37	JAGUARA	88,10%	89,47%	89,56%	89,74%
DMU38	JAURU	56,47%	60,06%	98,81%	99,60%
DMU39	JOSÉ ERMÍRIO DE MORAES (Água Vermelha)	83,65%	83,65%	84,09%	84,09%
DMU40	LUCAS NOGUEIRA GARCEZ (Salto Grande CS)	88,13%	89,36%	100,00%	100,00%
DMU41	LUIS EDUARDO MAGALHÃES (Lajeado)	64,79%	65,30%	93,72%	93,99%
DMU42	LUIZ CARLOS BARRETO CARVALHO (Estreito)	59,22%	60,04%	61,50%	61,50%
DMU43	MACHADINHO	96,95%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU44	MANSO	41,44%	50,97%	57,38%	60,00%
DMU45	MARIMBONDO	70,82%	70,82%	71,82%	71,82%
DMU46	MÁRIO LOPES LEÃO (Promissão)	69,80%	75,78%	86,24%	86,24%
DMU47	MASCARENHAS	85,47%	87,92%	93,57%	93,57%
DMU48	MASCARENHAS DE MORAES	88,07%	90,95%	89,41%	90,96%

	USINA HIDRELÉTRICA	Modelo DEA-CCR		Modelo DEA-BCC	
		Índices c/ 87UHEs	Índices s/ Itapebi	Índices c/ 87UHEs	Índices s/ Itapebi
DMU49	MIRANDA	64,07%	76,15%	67,00%	76,24%
DMU50	NILO PEÇANHA 1	93,76%	93,76%	100,00%	100,00%
DMU51	NOVA AVANHANDAVA	76,30%	81,53%	87,69%	88,16%
DMU52	NOVA PONTE	71,20%	79,44%	72,08%	82,19%
DMU53	PARAIBUNA / PARAITINGA	62,04%	64,39%	78,88%	78,88%
DMU54	PARIGOT DE SOUZA (Capivari/Cachoeira)	69,07%	77,65%	73,07%	77,70%
DMU55	PASSO FUNDO	62,82%	67,85%	64,91%	68,36%
DMU56	PASSO REAL	93,22%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU57	PAULO AFONSO 1	38,20%	41,44%	47,78%	47,78%
DMU58	PAULO AFONSO 2A e 2B	21,59%	24,09%	26,99%	28,02%
DMU59	PAULO AFONSO 3	49,44%	52,49%	51,08%	52,52%
DMU60	PAULO AFONSO 4	91,66%	91,73%	100,00%	100,00%
DMU61	PEREIRA PASSOS	50,69%	55,38%	73,71%	73,71%
DMU62	PIRAJU	69,73%	78,53%	100,00%	100,00%
DMU63	PORTO COLÔMBIA	87,48%	90,95%	94,44%	94,60%
DMU64	PORTO ESTRELA	61,36%	72,61%	81,40%	82,86%
DMU65	PORTO PRIMAVERA	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU66	QUEIMADO	85,21%	98,21%	100,00%	100,00%
DMU67	ROSAL	85,95%	91,67%	100,00%	100,00%
DMU68	ROSANA	89,11%	89,67%	100,00%	100,00%
DMU69	SÁ CARVALHO	69,86%	69,86%	84,84%	84,84%
DMU70	SALTO CAXIAS	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU71	SALTO GRANDE	68,23%	68,23%	78,35%	78,35%
DMU72	SALTO OSÓRIO	86,62%	88,34%	87,07%	88,50%
DMU73	SALTO SANTIAGO	89,58%	92,04%	94,01%	94,01%
DMU74	SANTA BRANCA	46,75%	49,27%	100,00%	100,00%
DMU75	SANTA CLARA	61,81%	74,69%	100,00%	100,00%
DMU76	SÃO SIMÃO	96,49%	96,60%	96,56%	96,72%
DMU77	SEGREDO (Ney Braga)	85,68%	92,11%	91,22%	92,28%
DMU78	SERRA DA MESA	66,43%	72,21%	67,87%	72,23%
DMU79	SOBRADINHO	73,41%	73,41%	76,96%	76,96%
DMU80	SOBRAGI	73,05%	73,35%	100,00%	100,00%
DMU81	SOUZA DIAS (Jupiá)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DMU82	TAQUARUÇU	80,41%	81,32%	90,43%	90,43%
DMU83	TRÊS IRMÃOS	36,70%	37,18%	44,96%	44,96%
DMU84	TRÊS MARIAS	89,18%	93,30%	90,36%	94,16%
DMU85	TUCURUÍ 1 e 2	79,03%	79,03%	100,00%	100,00%
DMU86	VOLTA GRANDE	78,47%	81,41%	83,59%	84,04%
DMU87	XINGÓ	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
MÉDIA DE EFICIÊNCIA		73,99%	77,76%	84,86%	85,84%

Fonte: elaboração própria (2007).

Anexo V – Dados Estatísticos das Empresas Proprietárias de mais de uma UHE Selecionada

EMPRESA (Nº de UHEs)	DADOS ESTATÍSTICOS	MODELO (5 VARIÁVEIS)		MÉDIA TOTAL
		DEA-CCR	DEA-BCC	
CEMG (11)	MÉDIA	0,7720	0,8666	0,8193
	DESVIO PADRÃO	0,1236	0,1114	0,1175
	MÁXIMO	0,9649	1,0000	0,9825
	MÍNIMO	0,6136	0,6700	0,6418
FURNAS (10)	MÉDIA	0,6614	0,6996	0,6805
	DESVIO PADRÃO	0,1677	0,1504	0,1590
	MÁXIMO	0,8807	0,9444	0,9126
	MÍNIMO	0,4144	0,5130	0,4637
CHESF (9)	MÉDIA	0,6325	0,7051	0,6688
	DESVIO PADRÃO	0,2773	0,2479	0,2626
	MÁXIMO	1,0000	1,0000	1,0000
	MÍNIMO	0,2159	0,2699	0,2429
AES TIETÉ (8)	MÉDIA	0,7286	0,8943	0,8115
	DESVIO PADRÃO	0,0752	0,0709	0,0730
	MÁXIMO	0,8365	1,0000	0,9183
	MÍNIMO	0,6141	0,8061	0,7101
DUKE ENERGY (6)	MÉDIA	0,7950	0,8945	0,8447
	DESVIO PADRÃO	0,1099	0,1337	0,1218
	MÁXIMO	0,8911	1,0000	0,9456
	MÍNIMO	0,6069	0,6409	0,6239
CESP (5)	MÉDIA	0,7975	0,8477	0,8226
	DESVIO PADRÃO	0,2914	0,2406	0,2660
	MÁXIMO	1,0000	1,0000	1,0000
	MÍNIMO	0,3670	0,4496	0,4083
LIGHT ENERGIA (5)	MÉDIA	0,5976	0,7891	0,6934
	DESVIO PADRÃO	0,1923	0,2001	0,1962
	MÁXIMO	0,9376	1,0000	0,9688
	MÍNIMO	0,4675	0,5991	0,5333
COPEL GERAÇÃO (4)	MÉDIA	0,8622	0,9107	0,8865
	DESVIO PADRÃO	0,1291	0,1270	0,1280
	MÁXIMO	1,0000	1,0000	1,0000
	MÍNIMO	0,6907	0,7307	0,7107
CBA (4)	MÉDIA	0,8302	1,0000	0,9151
	DESVIO PADRÃO	0,1137	0,0000	0,0568
	MÁXIMO	0,9695	1,0000	0,9848
	MÍNIMO	0,6973	1,0000	0,8487
CEEE - RS (3)	MÉDIA	0,9203	0,9460	0,9331
	DESVIO PADRÃO	0,0863	0,0936	0,0899
	MÁXIMO	1,0000	1,0000	1,0000
	MÍNIMO	0,8287	0,8379	0,8333
TRACTEBEL (3)	MÉDIA	0,7967	0,8200	0,8084
	DESVIO PADRÃO	0,1467	0,1520	0,1493
	MÁXIMO	0,8958	0,9401	0,9180
	MÍNIMO	0,6282	0,6491	0,6387
CVRD (2)	MÉDIA	0,7312	0,9585	0,8448
	DESVIO PADRÃO	0,2156	0,0025	0,1091
	MÁXIMO	0,8836	0,9603	0,9220
	MÍNIMO	0,5787	0,9567	0,7677

Fonte: elaboração própria (2007).

Anexo VI – Resumo Comparativo entre as Categorias por Tipo de Análise

Tipo da Análise	Categoria	DEA-CCR	DEA-BCC
Por Tempo de Operação em meses	Recente (IP <= 180)	73,87%	88,74%
	Intermediária (180 < IP <= 360)	80,00%	88,00%
	Antiga (IP > 360)	70,92%	79,75%
Por MW Instalado	Pequena (PI <= 300 MW)	68,66%	86,26%
	Média (300 MW < PI <= 1000 MW)	71,22%	78,20%
	Grande (PI > 1000 MW)	86,14%	89,37%
Por Altura de Queda em metros	Baixa (AQ <= 45m)	75,21%	90,81%
	Média (45m < AQ <= 90m)	70,74%	78,02%
	Grande (AQ > 90m)	76,05%	85,56%
Por Empresa Proprietária	Subgrupo	Índice Médio	Nº de Empresas
	Empresas com 5 ou + UHEs	76,30%	7
	Empresas com 2 a 4 UHEs	87,76%	5
	Empresas com 1 UHE	82,36%	17
Por Localização Geográfica	Região	Média	Nº de UHEs
	Norte	84,39%	2
	Nordeste	71,17%	11
	Sudeste	79,64%	54
	Sul	88,39%	20
	Centro-Oeste	81,97%	14
Fio d'água X Com Reservatório	Categoria	Nº e % de UHEs Eficientes	
DEA-CCR		DEA-BCC	
Fio d'água	6 (75%)	17 (63%)	
Com Reservatório	2 (25%)	10 (37%)	

Fonte: elaboração própria (2007).